

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

В. Н. АНДРИАНОВ, Д. Н. БЫСТРИЦКИЙ,
К. П. ВАШКЕВИЧ, В. Р. СЕКТОРОВ

ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Под общей редакцией
проф. В. Н. Андрианова



ГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКВА 1960 ЛЕНИНГРАД

В книге рассматриваются ветроэлектрические станции (ВЭС) постоянного и переменного тока различной мощности. Дается описание конструкций и областей применения ВЭС, излагаются вопросы статики и динамики регулирования изолированной ВЭС и ВЭС, работающей параллельно с другими электростанциями в системах различной мощности; предлагается методика энергетических и технико-экономических расчетов; приводятся данные о ВЭС в СССР и за рубежом.

Книга предназначена для энергетиков разной квалификации, а также инженеров, занимающихся проектированием и эксплуатацией ВЭС, студентов и работников сельского хозяйства по специальности сельской электрификации.

*Андрянов Виктор Николаевич, Быстрицкий Дорин Наумович,
Вашкевич Константин Петрович, Секторов Владимир Рафаилович*
ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Редактор В. А. Орлов

Техн. редактор К. П. Воронин

Сдано в набор 17/VIII 1960 г. Подписано к печати 23/XI 1960 г.
Т-14914 Бумага 84×108¹/₃₂ 16,4 печ. л. Уч.-изд. л. 17,4
Тираж 2 000 экз. Цена 9 р. 70 к., с 1/I 1961 г. цена 97 коп. Заказ 2412

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., 10.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В последнее время в СССР и ряде зарубежных стран были проведены дальнейшие работы, направленные на решение проблемы использования энергии ветра, в частности для электрификации. Причина интереса к использованию энергии ветра лежит прежде всего в стремлении расширить виды используемых энергетических ресурсов в связи с быстрым ростом потребления энергии. Для условий СССР важно и то, что энергетика сельского хозяйства не может полностью базироваться на присоединении сельских потребителей к сетям электрических систем, а должна использовать также местные энергоресурсы. Ветер является тем естественным источником энергии, использование которого может и должно предусматриваться.

Книга написана в основном по материалам научных исследований, проведенных во Всесоюзном институте электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ) и в Отделе ветродвигателей Центрального аэрогидродинамического института (ЦАГИ). В ней изложены теоретические основы ветроэлектрических станций (ВЭС) в части механических схем регулирования и энерго-экономических расчетов. Впервые как в нашей, так и зарубежной литературе систематически освещены вопросы динамики работы ветроэлектрических станций совместно с другими станциями. В этой части книга, определяя требования к механической прочности и автоматическому регулированию ветродвигателей, может помочь созданию конструкций надежно действующих ветроэлектрических станций.

В связи со все еще продолжающимися поисками наиболее рациональных путей развития ветроэлектрических установок в разных странах последняя глава посвящена освещению зарубежного опыта. Авторы считают нужным отметить, что первые работы по теоретическим вопросам, связанным с созданием ветроэлектрических станций, принадлежат проф. Г. Х. Сабинину и были проведены им еще в тридцатых годах. На протяжении выполнения работ, положенных в основу данной книги, проф. Г. Х. Сабинин внимательно следил за ними, и потому влияние научных трудов Г. Х. Сабинина и его мнения на сделанное авторами несомненно. Книга представляет собой коллективный труд, в котором В. Н. Андриановым написана гл. 4, за исключением § 4-7, а также § 1-5, 5-1 и 5-2; Д. Н. Быстрицкий — § 1-1, 4-7, 5-3, 5-4 и 5-5; К. П. Вашкевичем — § 1-2, 1-3, а также гл. 2, за исключением § 2-1; В. Р. Секторовым — § 1-4, 1-6, 2-1, гл. 3 и 6. Руководство работой и общая редакция осуществлялись В. Н. Андриановым.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
-----------------------	---

Глава первая. Общие сведения

1-1. Ветер как источник энергии	6
1-2. Основы аэродинамики ветроколеса	24
1-3. Расчет аэродинамических характеристик ветродвигателя и моментов, действующих на лопасти ветроколеса	34
1-4. Рабочие характеристики ветродвигателей	45
1-5. Область использования ветроэлектрических установок	55
1-6. Опытное строительство ВЭС в СССР	58

Глава вторая. Ветродвигатели, применяемые для ветроэлектрических установок

2-1. Конструктивные схемы ветродвигателей	64
2-2. Характерные особенности работы ветродвигателей и технические требования, предъявляемые к их регуляторам	71
2-3. Статика регулирования	87
2-4. Динамика регулирования	101
2-5. Исследование качества процесса регулирования	116

Глава третья. Ветроэлектрические установки постоянного тока

3-1. Основные характеристики и параметры	132
3-2. Режимы работы и электрооборудование	139
3-3. Ветроэлектрические установки постоянного тока, используемые в СССР	161

Глава четвертая. Ветроэлектрические станции переменного тока

4-1. Метод работы и тип генератора	172
4-2. Синхронизация ветроэлектрических станций	178
4-3. Выбор расчетной мощности ветроагрегата	186
4-4. Режим нормальной работы	188
4-5. Способы ограничения мощности	194
4-6. Динамические процессы при работе ВЭС в электрической системе	203
4-7. Электрические схемы ветроэлектрических станций переменного тока	225

Глава пятая. Техничко-энергетические расчеты при работе ВЭС совместно с тепловыми и гидроэлектростанциями

5-1. Базисная и пульсирующая мощность ВЭС	239
5-2. Допустимая доля участия ветроэлектрических станций при работе в системе	243
5-3. Настройка регуляторов скорости вращения двигателей гидро-, тепло- и ветроэлектрических станций при их совместной работе	247
5-4. Ветроэнергетические расчеты	253
5-5. Техничко-экономические расчеты при совместной работе ветроэлектрических станций с гидравлическими и тепловыми электростанциями	273

Глава шестая. Ветроэлектроэнергетика за рубежом

6-1. Направление работ в разных странах	275
6-2. Аэрологические исследования и их методы	277
6-3. Изолированные ветроэлектрические установки	286
6-4. Конструкции ветроэлектрических агрегатов для работы в энергосистемах	294
6-5. Опытные ветроэлектрические установки, построенные для работы в энергосистемах	302
6-6. Вопросы экономики применения ВЭУ	311
Литература	319

Глава первая ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Ветроэлектрические станции превращают кинетическую энергию неуправляемого ветрового потока в электрическую. Для правильного понимания режима работы ветроэлектрических станций и оценки областей их применения необходимо сначала ознакомиться с особенностями энергии ветра и расчета аэродинамических характеристик ветродвигателей и проанализировать опыт сооружения ВЭС в СССР.

1-1. ВЕТЕР КАК ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ

Кинетическая энергия ветрового потока как всякого движущегося тела, имеющего секундную массу m , равна:

$$A = \frac{mv^2}{2} t. \quad (1-1)$$

Мощность ветрового потока определяется как

$$P = \frac{A}{t} = \frac{\rho F v^3}{2}, \quad (1-2)$$

где $\rho = \frac{\gamma}{g}$ — массовая плотность воздуха;

γ — удельный вес воздуха;

g — ускорение силы тяжести;

F — площадь, через которую протекает ветровой поток;

v — скорость ветра.

Величина массовой плотности воздуха зависит от значений барометрического давления и температуры

$$\rho = \rho_0 \frac{B T_0}{B_0 T} = 0,125 \frac{B(273 + 15)}{760(273 + t^\circ)}, \quad (1-3)$$

где $\rho_0 = 0,125 \frac{\text{кг} \cdot \text{сек}^2}{\text{м}^4}$ — массовая плотность воздуха при температуре $t = 15^\circ \text{C}$ и атмосферном давлении

$B_0 = 760 \text{ мм рт. ст.};$

B и t° — соответственно атмосферное давление, мм рт. ст., и температура воздуха в новых условиях, $^\circ \text{C};$

T_0 и T — абсолютные температуры воздуха при 15°C и в новых условиях.

Ветровой поток, встречая при движении на своем пути лопасти, отдает свою энергию ветроколесу. Вследствие наличия аэродинамических потерь ветроколесо использует только часть мощности ветрового потока. При этом в результате непрерывного изменения мгновенных скоростей ветра в значительных пределах изменяется энергия ветрового потока, а следовательно, мощность, развиваемая ветроколесом.

Структура ветрового потока за наблюдаемый промежуток времени характеризуется рядом величин:

- 1) средней скоростью ветра;
- 2) порывистостью ветра;
- 3) изменчивостью ветра;
- 4) длительностью провалов — подъемов скоростей ветра выше или ниже среднего значения.

Средняя скорость ветра определяется как средняя арифметическая величина, полученная из ряда мгновенных скоростей (ветра), измеренных через равные интервалы в изучаемом промежутке времени:

$$v_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n v_i}{n}, \quad (1-4)$$

где $v_{\text{ср}}$ — средняя скорость ветра;

v_i — значение мгновенной скорости ветра;

n — количество мгновенных замеров.

Порывистостью ветра называется величина отклонения мгновенного значения скорости ветра от средней величины. Порывистость ветра характеризует глубину про-

валов — подъемов скорости ветра и представляется предельным, средним и наиболее вероятным (среднеквадратичным) значениями:

$$\sigma_{\text{пред}} = v_{\text{пред}} - v_{\text{ср}}, \quad (1-5)$$

где $v_{\text{пред}}$ — наибольшее или наименьшее значение мгновенной скорости ветра в течение наблюдаемого промежутка времени;

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{\sum_1^n (v_i - v_{\text{ср}})}{n}; \quad (1-6)$$

$$\sigma_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{\sum_1^n (v_i - v_{\text{ср}})^2}{n}}. \quad (1-7)$$

Изменчивость ветра представляет собой скорость изменения ветрового потока и представляется наибольшим и средним значениями:

$$\delta_{\text{наиб}} = \frac{(v_{\text{макс}} - v_{\text{мин}})}{\Delta t}, \quad (1-8)$$

где Δt — длительность интервала между мгновенными замерами;

$$\delta_{\text{ср}} = \frac{\sum_1^n \frac{v_{i+1} - v_i}{\Delta t_i}}{n}. \quad (1-9)$$

Длительности провалов и подъемов скорости ветра представляют собой величины интервалов (Δt), в течение которых скорость ветра имеет значения большие или меньшие, чем средняя скорость ветра за наблюдаемый отрезок времени.

Характерные значения указанных выше величин в зависимости от средних скоростей ветра по данным наблюдений (с помощью вращающегося анемометра на высоте 20 м от поверхности земли) для 10—20-минутных интервалов времени с замерами в одной точке через 5—10 сек приведены в табл. 1-1.

Структура ветра в большой мере зависит от высоты подъема над земной поверхностью. Наличие препятствий

Таблица 1-1

Величины, характеризующие структуру ветрового потока

Средняя скорость ветра за 10—20-мин интервал, м/сек	Порывистость от величины средней скорости ветра, %		Изменчивость от величины средней скорости ветра, %/сек		Длительность провалов и подъемов ветра относительно средней его скорости, сек	
	$\sigma_{\text{пред}}$	$\sigma_{\text{ср. кв}}$	$\delta_{\text{наиб}}$	$\delta_{\text{ср}}$	$\Delta t_{\text{наиб}}$	$\Delta t_{\text{ср}}$
4	50	16,0	8,0	2,8	251	37
6	48	15,0	9,5	2,9	226	34
8	46	14,0	10,5	3,0	201	31
10	44	13,5	11,5	3,05	176	28
12	42	13,0	12,0	3,1	151	25
14	40	12,5	12,25	3,15	126	22
16	38	12,0	13,0	3,2	101	19

у поверхности земли и трение нижних слоев о земную поверхность снижают скорость воздушного потока. Порывистость воздушного потока при уменьшении высоты, наоборот, увеличивается. Д. Л. Лайхтман предложил следующую формулу изменения средней скорости ветра в зависимости от высоты подъема над земной поверхностью:

$$v = v_1 \frac{\ln \frac{h}{h_0}}{\ln \frac{h_1}{h_0}}, \quad (1-10)$$

где v — скорость ветра на высоте h ;

v_1 — известная скорость ветра на высоте h_1 ;

h_0 — высота, на которой скорость ветра в месте измерения равна нулю (табл. 1-2).

Выражение (1-10) является справедливым для открытых ровных мест при высотах от 10 см до 100 м при адиабатическом и сверхадиабатическом состоянии атмосферы. Что же касается инверсионных условий, то удовлетворительные результаты дает расчет лишь до 10—15 м летом и 50 м зимой. Выражением (1-10) не следует пользоваться при определении средних скоростей ветра, если наибольший отрезок времени менее 10-минутного интервала.

Таблица 1-2

Значения высот h_0

Характеристика подстилающей поверхности	h_0 , м	Высота травы (неровностей), м
Свекловичное поле . . .	0,067	0,45
Пшеничное поле . . .	0,045	1,3
Поле с низкой травой . . .	0,032	0,2
Поле под паром . . .	0,021	0,1
Снежный покров . . .	0,005	0,03

В пересеченной местности характер изменения ветра с высотой значительно сложнее и в этих условиях пользование формулой Лайхтмана может привести к значительным ошибкам.

В условиях местности, застроенной постройками или заросшей древесной и кустарниковой растительностью, вихреобразования исчезают на расстоянии, приблизительно равном 15-кратной высоте препятствия. Поэтому замеры скоростей неискаженного ветрового потока следует производить на расстоянии, равном не менее 15—20-кратном от высоты высоких предметов.

Ветроэнергетический кадастр

Для проведения ветроэнергетических расчетов, связанных с длительными промежутками времени (сутки, месяц, год), необходимо знание ветроэнергетического кадастра.

Ветроэнергетический кадастр представляет собой систему численных характеристик, на основании которых можно судить о выработке и периодичности работы ветрового агрегата.

Основными характеристиками, входящими в ветроэнергетический кадастр, являются:

- 1) средние скорости ветра за длительные периоды времени;
- 2) повторяемость средних скоростей ветра;
- 3) характеристики суточного и годового хода скоростей ветра;
- 4) длительность ветровых периодов и периодов затишья.

Данные о средних скоростях ветра за длительный период времени (месяц, год) основываются на наблюдениях существующей сети метеостанций. На основании записей скоростей ветра, проводимых метеостанциями регулярно, несколько раз в течение суток, составляются таблицы среднесуточных, среднемесячных и среднегодовых скоростей ветра за многолетний период. Среднегодовые и среднемесячные скорости ветра для различных пунктов Советского Союза представлены в табл. 1-3.

Для учета топографических условий высоты измерения скорости ветра служит выражение, установленное Е. М. Подтягиным на основании большого фактического материала по метеостанциям:

$$v = v_{изв} + 0,57(i - i_{изв}) + 0,08(h - h_{изв}), \quad (1-11)$$

где $v_{изв}$ — известная скорость ветра на известной высоте $h_{изв}$ и для известного класса метеостанции $i_{изв}$;

v — скорость ветра на высоте h для класса станции i в месте, близко расположенном от места с известной скоростью ветра.

Характеристика классов станций по степени их открытости по М. Е. Подтягину приведена в табл. 1-4.

Повторяемостью скоростей ветра называется арифметическая сумма отрезков времени, в течение которых в каком-либо определенном пункте в разное время наблюдалась одинаковая средняя скорость ветра.

На основании фактического материала наблюдений, применяя методы математической статистики, М. М. Поморцев и Гуллен установили повторяемости среднечасовых скоростей ветра для различных среднегодовых скоростей ветра.

Указанные повторяемости не учитывают особенности режима скоростей ветра в различных физико-географических условиях, поэтому пользоваться ими можно лишь в первом приближении, что, однако, для некоторых ветроэнергетических расчетов допустимо. Кривые повторяемости ветров в процентах по М. М. Поморцеву приведены в табл. 1-5, по Гуллену — в табл. 1-6.

При пользовании таблицами проценты повторяемости исчисляются от количества часов в году, равного 8760 ч. Кривые повторяемости скоростей ветра могут

**Среднегодовые и среднемесячные скорости ветра для различных пунктов
Советского Союза, м/сек**

Наименование пунктов	Месяцы												Среднегодовая скорость ветра, м/сек	
													с поправочным коэф- фициентом на вы- соту флюгера	15 м
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
Архангельск . . .	4,1	4,1	4,0	3,6	4,0	3,9	3,2	3,5	4,2	4,5	4,5	4,2	4,0	4,7
Актюбинск . . .	4,4	4,8	5,4	4,6	5,0	4,4	3,7	3,7	3,8	3,9	3,8	5,0	4,4	—
Ахтуба . . .	4,7	4,9	5,2	5,0	4,4	4,0	3,5	3,8	3,8	4,2	4,4	4,5	4,4	4,8
Акмолинск . . .	5,8	5,0	6,6	6,2	6,1	4,8	4,5	4,6	4,5	5,4	5,8	5,6	5,4	—
Владимир . . .	5,3	5,6	5,1	4,5	4,1	3,3	3,4	3,4	4,1	4,7	5,0	4,6	4,4	5,8
Вологда . . .	6,6	5,9	6,6	6,4	5,8	5,0	4,5	4,4	5,7	6,6	6,3	5,9	5,9	5,3
Воронеж . . .	6,1	5,6	5,1	5,1	4,9	4,1	3,8	3,7	4,2	5,2	5,3	5,4	4,9	5,7
Вязьма . . .	4,5	4,8	3,9	3,6	3,9	3,1	2,8	3,1	3,6	4,1	4,6	3,8	3,6	4,0
Гурьев . . .	5,0	5,2	5,2	5,2	5,4	4,9	4,1	3,8	3,8	4,4	4,6	4,7	4,3	—
Горький . . .	4,8	4,6	4,6	4,3	4,9	4,0	3,7	3,4	3,2	4,9	5,0	4,4	4,4	4,8
Джусалы . . .	4,4	5,2	4,9	5,1	4,9	4,0	4,1	4,0	3,6	3,9	4,2	4,4	4,4	4,9
Енисейск . . .	2,3	2,2	2,5	2,6	3,0	2,4	1,8	1,9	2,3	3,0	3,0	2,3	2,4	3,0
Иркутск . . .	2,2	2,3	2,8	3,4	3,4	2,8	2,2	2,2	2,6	2,8	3,7	1,7	2,5	2,9
Ирбит . . .	3,4	3,4	3,6	4,0	4,1	3,1	3,0	3,2	3,5	3,8	3,9	3,5	3,5	3,8
Караганда . . .	5,0	4,3	5,6	5,0	4,9	4,2	4,0	4,0	3,8	4,7	5,2	4,9	4,6	5,4
Киров . . .	5,2	5,3	5,4	5,0	5,0	4,2	3,7	4,2	4,9	5,5	5,6	4,8	4,9	—
Кокчетав . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5,0	5,7

Продолжение табл. 1-3

Наименование пунктов	Месяцы												Среднегодовая скорость ветра, м/сек	
													с поправочным коэф- фициентом на вы- соту флюгера	15 м
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
Кострома . . .	4,4	4,4	4,1	3,6	3,6	3,5	3,1	3,2	3,5	3,7	4,1	4,3	3,8	4,2
Кузнецк . . .	4,3	3,9	4,2	3,5	3,9	3,1	2,6	2,5	3,3	4,2	4,2	4,0	3,7	4,5
Кустанай . . .	4,7	5,3	6,4	5,8	6,1	5,2	4,9	4,4	4,9	6,2	5,2	5,5	5,3	—
Курск . . .	5,0	5,1	5,1	4,8	4,4	3,9	3,8	3,8	4,3	4,5	4,9	4,7	4,5	5,2
Малоярославец . . .	4,1	4,0	4,5	3,8	3,6	3,6	3,0	2,8	3,4	3,9	4,5	3,8	3,8	4,6
Мариуполь . . .	4,7	5,0	4,7	4,6	4,3	3,9	3,4	3,9	4,0	4,4	4,2	5,1	4,3	4,9
Могилев . . .	4,5	4,3	4,8	4,0	3,6	3,8	3,7	3,4	3,5	4,4	4,5	4,1	4,1	4,3
Минск . . .	4,2	4,6	5,2	4,8	4,2	3,6	3,6	3,4	3,5	3,9	4,3	4,6	4,2	4,3
Москва . . .	4,6	4,6	4,7	4,3	4,1	3,5	3,2	3,3	3,9	4,3	4,6	4,4	4,1	4,3
Новосибирск . . .	2,5	2,5	2,6	2,6	3,2	3,3	2,6	2,8	3,0	3,3	3,2	2,8	3,0	3,8
Новосибирск . . .	3,6	3,2	3,6	3,2	3,3	2,8	2,3	2,5	2,8	3,7	3,8	3,5	3,2	3,6
Орел . . .	4,4	4,5	4,3	4,2	3,8	3,2	2,8	3,0	2,6	3,7	4,0	4,1	3,8	4,7
Оренбург . . .	4,8	4,6	4,9	4,5	4,4	3,9	3,7	3,5	4,1	4,4	4,5	4,6	4,3	4,2
Павлодар . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Пенза . . .	3,5	3,4	3,2	2,6	2,7	2,6	2,1	2,2	2,8	3,1	3,2	3,0	2,9	2,9
Пермь . . .	4,0	4,1	4,4	4,8	4,0	3,8	3,0	3,0	3,6	4,4	4,5	4,0	3,9	4,3
Петрозаводск . . .	5,2	4,8	5,0	4,4	4,4	4,2	4,0	3,0	5,4	5,0	5,3	4,9	4,8	5,8
Полтава . . .	4,0	3,8	4,9	4,1	4,1	2,8	2,8	3,0	3,7	4,6	4,3	3,8	3,8	5,2
Ржев . . .	4,5	4,3	4,3	3,6	3,7	3,4	3,1	3,3	3,7	3,6	4,3	4,1	3,8	4,7
Сарапул . . .	3,7	3,9	3,6	3,4	3,5	3,4	2,9	3,2	3,4	3,4	3,5	2,7	3,4	3,6
Саратов . . .	5,6	4,5	4,9	4,4	4,0	3,7	3,6	3,2	4,2	5,2	4,7	4,8	4,4	5,4

Наименование пунктов	Месяцы										Среднегодовая скорость ветра, м/сек		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	без поправочного коэф-фициента
													с поправочным коэф-фициентом на высоту флюгера
Свердловск . . .	4,6	4,5	4,8	4,8	4,6	4,0	3,8	3,9	4,4	5,1	5,1	4,4	4,5
Смоленск . . .	4,1	3,7	3,7	3,5	3,0	2,6	2,5	3,1	3,6	4,1	4,0	3,5	3,45
Сталинград . . .	6,3	6,3	6,9	6,0	5,5	5,3	4,8	4,7	4,7	5,5	5,3	5,8	5,7
Сумы . . .	5,5	5,1	5,4	5,0	4,3	3,6	3,4	3,7	4,1	4,7	5,7	5,3	4,6
Тобольск . . .	4,1	4,3	4,3	4,5	4,8	4,2	3,6	3,4	3,8	3,9	3,9	3,9	4,1
Уральск . . .	4,3	5,0	5,0	4,9	4,7	4,1	3,4	3,4	3,8	4,1	4,1	4,9	4,3
Уфа . . .	5,5	5,4	6,4	5,5	5,0	4,6	4,0	2,9	4,8	5,9	6,5	5,4	5,2
Хабаровск . . .	2,7	2,0	3,1	3,2	2,6	2,6	2,4	2,4	2,6	3,6	3,2	3,2	3,1
Харьков . . .	3,7	3,9	3,7	3,6	3,4	3,0	2,8	2,9	3,3	3,2	3,6	3,5	3,4
Херсон . . .	4,6	4,7	4,4	4,3	3,5	3,2	3,1	3,3	3,3	3,7	4,1	4,3	3,9
Челябинск . . .	3,1	3,0	4,2	3,8	4,0	3,5	3,4	3,3	3,2	3,6	3,8	2,7	3,5
Чердынь . . .	3,1	3,3	3,5	3,4	3,4	3,8	3,3	2,9	3,5	3,7	3,4	3,1	3,4
													4,6
													4,0
													6,1
													6,0
													4,5
													—
													5,3
													5,2
													3,9
													3,7
													4,4
													3,5
													3,7

Примечания:

1. Среднегодовые скорости ветра приведены к высоте 12 или 15 м над уровнем земли на ровной местности.
2. Среднемесячные скорости ветра на высоте 12 или 15 м получаются, если среднемесячную скорость ветра умножить на коэффициент, равный частному от деления среднегодовой скорости ветра на данной высоте на среднегодовую скорость ветра без поправочного коэффициента.

Таблица 1-4

Характеристика классов метеостанций по степени их открытости по М. Е. Подтягину

Классы метеостанций	Характеристика классов
2	а) В лесу, станция закрыта сплошь деревьями (домами), пре- вышающими флюгер б) Высокие горы кругом закрывают станцию
3	В сплошном лесу — флюгер на уровне деревьев
4	а) Вблизи леса б) На поляне или вблизи, деревья (здания) превышают флю- гер в) Высокие горы кругом закрывают станцию
5	а) Центр большого города б) Город в садах в) В долине, местность гористая, склоны покрыты лесом, отдельные деревья (или деревья вдали) заслоняют флюгер
6	а) В городе б) В селе в) При вокзале г) Холмистая местность — лес далеко
7	а) Окраина села; кругом луга, степь б) Берег реки в) Слегка холмистая местность
8	а) Ровная (степиная) поверхность, немного или отлого повы- шающаяся в одну сторону б) Вершина холма в) Остров большой реки
9	а) Абсолютно ровная местность на десятки километров б) Постройки очень далеко
10	Открытый берег моря или вершина горы
11	—
12	Скала — остров на море

Таблица 1-5

Повторяемость скоростей ветра в процентах (по М. М. По-
морцеву) (применяется при среднегодовой скорости ветра
менее 6 м/сек)

Среднечасо- вые скорости ветра, м/сек	Среднегодовые скорости ветра, м/сек									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	25,4	10	5,7	3,5	2	1,0	0,6	0,5	0,2	—
1	41,2	23	11,8	7,2	4,3	2,6	1,7	1,0	1,71	0,2
2	25	29,6	19,4	12,2	7,8	4,8	3	2,14	1,6	0,8
3	7,4	23	22,7	16,7	11,5	8,0	5,28	3,82	2,6	2
4	1,0	10	19,5	18,3	14,9	11	8,0	5,61	4,0	3,2
5	—	3,8	12	16,5	16,5	13,8	10,6	7,8	5,7	4,5
6	—	0,6	6,0	12,2	14,9	15,00	12,54	10	8	5,95
7	—	—	2,2	7,4	12	14,00	13,5	11,75	9,6	7,8
8	—	—	0,7	3,6	8	11,4	12,8	12,56	10,94	9,0
9	—	—	—	1,7	4,3	8,00	11,0	11,8	11,4	10
10	—	—	—	0,6	2,1	5,0	8,2	10,1	10,94	10,25
11	—	—	—	0,3	0,8	3,0	5,7	8,0	9,7	10
12	—	—	—	—	0,6	1,5	3,6	5,9	8,0	9,1
13	—	—	—	—	0,3	0,6	1,9	4,00	5,95	7,85
14	—	—	—	—	—	0,3	0,8	2,52	4,2	5,95
15	—	—	—	—	—	—	0,4	1,31	2,86	4,8
16	—	—	—	—	—	—	0,2	0,7	1,8	3,3
17	—	—	—	—	—	—	0,18	0,3	1,0	2,2
18	—	—	—	—	—	—	—	0,19	0,6	1,5
19	—	—	—	—	—	—	—	—	0,2	0,9
20 и выше	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,7

быть распространены и на более короткий, чем годовой
интервал, времени, равный, например, одному месяцу.

Более точное отображение фактических распределе-
ний может быть получено по формуле Г. А. Гриневича
[Л. 14], который предложил следующую зависимость:

$$y = ax^p e^{-kx^n}$$

где y — функции распределения скоростей ветра;

$x = \frac{v}{v_{\text{ср}}}$ — безразмерное значение скорости ветра;

a, p, k, n — параметры уравнения.

Таблица 1-6

Повторяемость скоростей ветра в процентах (по Гуллелу)
(применяется при среднегодовой скорости ветра более
6 м/сек)

Среднечасо- вые скорости ветра, м/сек	Среднегодовые скорости ветра, м/сек						
	4	5	6	7	8	9	10
До 0,5	4,2	2,8	1,96	1,48	1,17	0,95	0,74
1	13,7	9,7	7,2	5,06	4,54	3,42	2,85
2	17,6	13,7	10,6	8,55	7,1	5,93	5,13
3	16,5	14,3	11,9	9,9	8,4	7,1	6,3
4	13,9	13,1	11,6	11,0	8,85	7,75	6,9
5	10,6	10,8	10,6	9,8	8,8	8	7,2
6	7,5	8,9	9,25	8,9	8,45	7,65	7,1
7	5,36	7,2	7,75	8,0	7,7	7,4	6,85
8	3,76	5,48	6,4	6,85	6,85	6,85	6,5
9	2,62	4,0	5,13	5,9	6,05	6,28	6,15
10	1,7	3,0	4,1	5,5	5,4	5,6	5,6
11	1,1	2,3	3,2	4,0	4,7	5,0	5,13
12	0,57	1,6	2,5	3,2	3,9	4,35	4,56
13	0,4	1,14	1,9	2,6	3,3	3,78	4,1
14	0,23	0,68	1,6	2,16	2,7	3,2	3,65
15	0,19	0,45	1,14	1,7	2,3	2,74	3,2
16	0,11	0,34	0,8	1,42	1,9	2,3	2,74
17	—	0,25	0,68	1,14	1,6	2,0	2,4
18	—	0,15	0,45	0,85	1,40	1,71	2,06
19	—	0,11	0,34	0,66	1,13	1,48	1,71
20	—	—	0,23	0,41	0,85	1,25	1,48
21	—	—	0,2	0,31	0,68	0,97	1,25
22	—	—	0,17	0,25	0,57	0,85	1,14
23	—	—	0,11	0,19	0,4	0,68	0,91
24	—	—	0,05	0,17	0,28	0,57	0,8
25	—	—	—	0,11	0,25	0,45	0,68
26	—	—	—	0,07	0,2	0,4	0,57
27	—	—	—	0,04	0,17	0,34	0,45
28	—	—	—	—	0,14	0,25	0,36
29	—	—	—	—	0,11	0,2	0,32
30	—	—	—	—	—	0,14	0,25
31	—	—	—	—	—	0,11	0,19
32	—	—	—	—	—	—	0,17
33	—	—	—	—	—	—	0,16
34	—	—	—	—	—	—	0,11
35	—	—	—	—	—	—	0,07
36	—	—	—	—	—	—	0,06
37	—	—	—	—	—	—	0,04
38	—	—	—	—	—	—	0,03
39	—	—	—	—	—	—	0,02
40	—	—	—	—	—	—	0,02

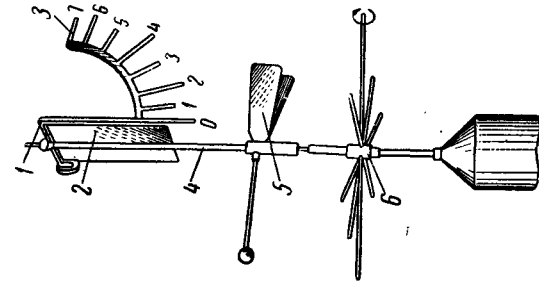


Рис. 1-1. Анемометр с доской (флюгер).

1—ось; 2—доска металлическая; 3—сектор с восемью штифтами; 4—шток; 5—указатель направления ветра; 6—державка.

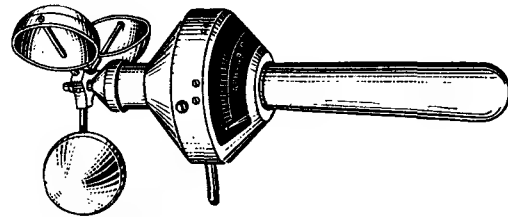


Рис. 1-2. Ручной индукционный анемометр.

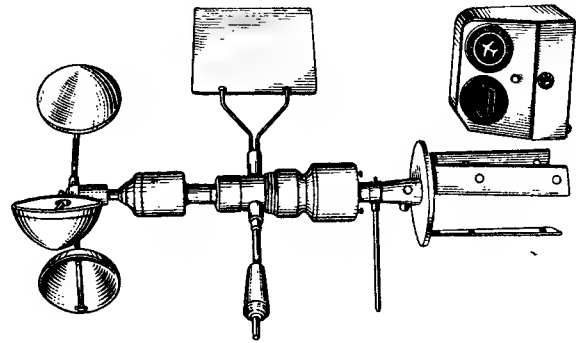


Рис. 1-3. Анеморумбометр электрический (АРМЭ-1).

а—блок датчиков скорости и направления ветра; б—присоединительная часть с измерительными приборами.

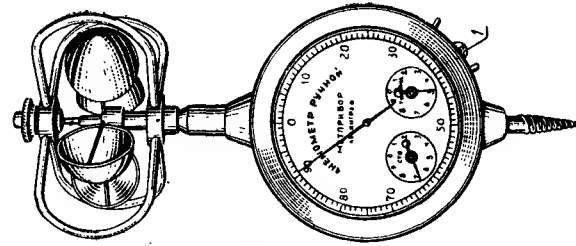


Рис. 1-4. Ручной анемометр с полушариями для замера средних скоростей ветра.

1—подвижное колесико для пуска прибора.

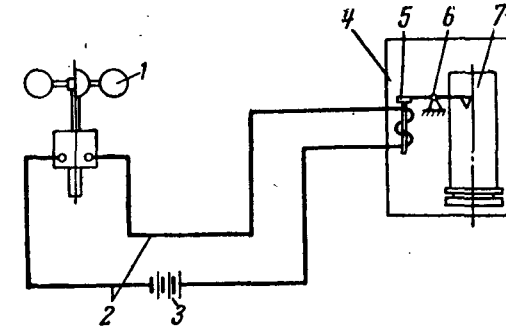


Рис. 1-5. Анемограф контактный для замера средних скоростей ветра.

1—контактный анемометр; 2—соединительные провода; 3—источник постоянного тока; 4—корпус регистрирующего прибора; 5—электромагнит; 6—коромысло с пером; 7—барабан с часовым механизмом и укрепленной на нем бумажной лентой.

доску перпендикулярно направлению воздушного потока.

На штоке имеется металлический сектор с восемью штифтами, по которым определяется скорость ветра в соответствии с углом отклонения подвижной доски.

2. Ручной индукционный анемометр. Для замеров мгновенных скоростей ветра применяют также ручной индукционный анемометр (рис. 1-2), шкала которого отградуирована непосредственно на скорость ветра. При вращении чашек анемометра вместе с ними вращается жестко закрепленный на оси постоянный магнит, находящийся внутри корпуса прибора. Стрелка прибора связана с легкой алюминиевой чашкой, поворачивающейся за счет наводимых в ней индукционных токов, действие которых уравнивается спиральной пружиной.

3. Анемометр с полушариями и бесконтактной электрической передачей (анеомурометр электрический АРМЭ-1). Анеомурометр электрический АРМЭ-1 предназначен для дистанционного определения скорости и направления ветра. Анеомурометр состоит из блока датчиков скорости и направления ветра (рис. 1-3,а) и приемной части с электроизмерительными приборами (рис. 1-3,б), куда вмонтирован блок электрического питания прибора от сети переменного тока или от сухой батареи.

Блок датчиков ветра соединяется с приемной частью шестижильным кабелем длиной 50—70 м.

Измерение скорости ветра основано на принципе измерения угловой скорости вращения трехчашечного анемометра методом электрического тахометра переменного тока. Датчиком скорости является небольшой генератор переменного тока. Его ротором служит постоянный шестиполюсный магнит. При вращении анемометра под действием ветрового потока происходит преобразование механической энергии в электрическую. С помощью кабеля, соединяющего блок датчиков ветра с приемной частью прибора, однофазное переменное напряжение подводится к селеновому выпрямителю. Выпрямитель собран по двухполупериодной схеме. В качестве вольтметра применяется магнитоэлектрический миллиамперметр, отградуированный на скорость ветра, в м/сек. Следовательно с кабелем включены сопротивления достаточно большой величины, благодаря чему влияние сопротивлений соединительных проводов и изменения температуры незначительны.

Определение направления ветра на АРМЭ-1 вполне по принципу синхронной передачи величины угла поворота флюгера с помощью следящей системы постоянного тока.

Как уже отмечалось выше, указательные анемометры показывают практически мгновенную скорость ветра (несколько осредненную за счет инерционных масс анемометра).

В случае необходимости с помощью указательных приборов может определяться также величина средней скорости ветра за тот или иной промежуток времени. Средняя скорость ветра определяется как средняя арифметическая величина, полученная из ряда мгновенных

скоростей ветра, замеренных через равные интервалы времени.

II. *Анемометры-интеграторы.* 1. Ручной анемометр с полушариями. Ручной анемометр дает возможность определить среднюю скорость ветра за любой промежуток времени по двум отсчетам — в начале и конце опыта.

Датчиком анемометра (рис. 1-4) служит металлический крест, на концах которого расположены четыре металлические чашечки (полушария). Чашечки, вращаясь под действием ветра, приводят в движение зубчатые колеса и соединенные с ними стрелки циферблатов. На первом из циферблатов отмечаются единицы и десятки, на втором — сотни и на третьем — тысячи метров. Пуск и останов стрелок прибора производятся специальным подвижным колечком 1.

Для определения скорости ветра включают секундомер и одновременно стрелки анемометра, предварительно заметив их показания. Через требуемый интервал времени стрелки анемометра и секундомер останавливают и записывают новые показания. По разности показаний анемометра и числу секунд наблюдения определяют среднюю скорость ветра, которую необходимо умножить на коэффициент тарировки прибора.

2. Контактный анемограф (рис. 1-5) предназначен для измерения и записи средней скорости ветра. Он состоит из датчика скорости ветра, записывающего аппарата и соединительных проводов.

Вращение чашек анемометра 1 передается зубчатому колесу, имеющему контактное приспособление. Через определенное число оборотов чашек анемометра, а следовательно, через определенное число метров пути, пройденного ветровым потоком, зубчатое колесо замыкает контактную систему. Питание прибора осуществляется от источника постоянного тока. Каждый контакт датчика скорости ветра вызывает движение пера записывающего аппарата. Перо вычерчивает на бумажной ленте, укрепленной на барабане с часовым механизмом, прямую линию с поперечными черточками. Расстояние между черточками соответствует числу метров пути, пройденному ветровым потоком за данный отрезок времени.

По известной скорости движения барабана и числу контактов определяется среднее количество контактов

в минуту или секунду за рассматриваемый отрезок времени. На основании этих данных по тарифовочной кривой прибора находится средняя скорость ветра, наблюдавшаяся в период данного интервала.

1-2. ОСНОВЫ АЭРОДИНАМИКИ ВЕТРОКОЛЕСА

Из трех классов ветродвигателей—крыльчатые, карусельные и барабанные—для ветроэлектрических станций, как правило, используются крыльчатые, как наиболее эффективные и обладающие наибольшей быстротходностью.

На рис. 1-6 показана схема крыльчатого ветроколеса быстрого типа, состоящего из четырех крыльев,

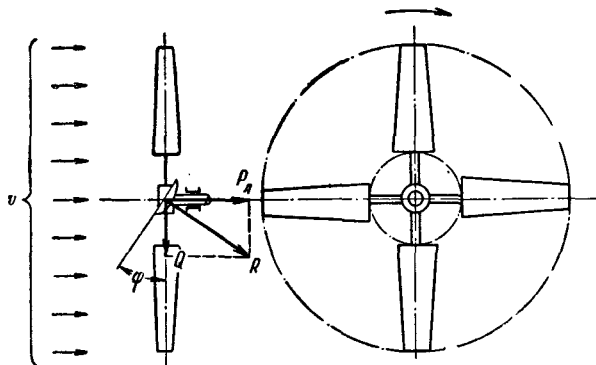


Рис. 1-6. Схема крыльчатого быстрого ветроколеса.

закрепленных на общей втулке. Втулка с крыльями устанавливается на горизонтальном валу, свободно вращающемся в подшипниках. Крыло состоит из маха и закрепленной на нем лопасти. Лопасть образует с плоскостью вращения некоторый угол φ , который называется углом установки лопасти.

При воздействии на ветроколесо воздушного потока на лопастях возникают аэродинамические силы, приводящие ветроколесо во вращение. На каждый элемент лопасти воздушный поток набегае с относительной скоростью ω_1 под углом α , называемым углом атаки.

Рассмотрим скоростной и силовой треугольники элемента лопасти, взятого на радиусе r (рис. 1-7).

Пусть ширина элемента равна b , а длина dr . Тогда площадь этого элемента будет:

$$ds = b dr. \quad (1-12)$$

Проектируя аэродинамическую силу dR на оси x и y , получим соответственно элементарное окружное усилие dQ и элементарную силу лобового давления $dP_{\text{л}}$.

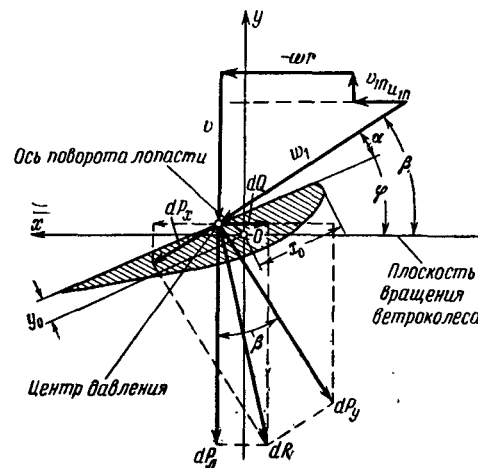


Рис. 1-7. Треугольники скоростей и сил, действующих на элемент лопасти.

В экспериментальной аэродинамике принято аэродинамические силы, действующие на элемент крыла, выражать через профильное сопротивление dP_x и подъемную силу dP_y . Как показано на рис. 1-7, эти силы можно получить, если спроектировать аэродинамическую силу dR_a соответственно на направление относительной скорости и на нормаль к этой скорости. Тогда

$$\left. \begin{aligned} dP_{\text{л}} &= dP_y \cos \beta + dP_x \sin \beta, \\ dQ &= dP_y \sin \beta - dP_x \cos \beta. \end{aligned} \right\} \quad (1-13)$$

Значения dP_y и dP_x определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} dP_y &= c_y \rho \frac{\omega_1^2}{2} ds; \\ dP_x &= c_x \rho \frac{\omega_1^2}{2} ds, \end{aligned} \right\} \quad (1-14)$$

где c_y и c_x — коэффициенты подъемной силы и профильного сопротивления;
 ρ — массовая плотность воздуха.

Коэффициенты c_y и c_x характеризуют аэродинамическое свойство данного крыла. Их значения получают экспериментальным путем при продувках моделей крыла в аэродинамических трубах. Задаются они для каждого профиля крыла в виде зависимости $c_y = f(\alpha)$ и $c_x = f(\alpha)$.

Подставляя (1-12), (1-14) в выражения (1-13) и вводя величину обратного качества крыла $\mu = \frac{c_x}{c_y}$, после некоторых преобразований получим:

$$\left. \begin{aligned} dP_n &= c_y \rho \frac{\omega_1^2}{2} b (\cos \beta + \mu \sin \beta) dr; \\ dQ &= c_y \rho \frac{\omega_1^2}{2} b (\sin \beta - \mu \cos \beta) dr. \end{aligned} \right\} \quad (1-15)$$

Чтобы определить значения dP_n и dQ на каждом элементе крыла, необходимо знать его ширину b , величину и направление относительной скорости ω_1 и угол α , позволяющий определить величину коэффициента c_y . Однако, как это видно из треугольника скоростей (рис. 1-7), для нахождения величины и направления вектора скорости ω_1 необходимо знать, кроме величины скорости ветра v и окружной скорости ωr , еще величины скоростей v_{1n} и u_{1n} , называемых индуктивными. Скорости v_{1n} и u_{1n} возникают в результате воздействия вращающихся лопастей на поток. Поэтому нельзя решить задачу расчета ветроколеса, не зная характера деформации потока, обтекающего ветроколесо.

Впервые связь сил, действующих на ветроколесо, с конструктивными параметрами лопастей и индуктивными скоростями, возникающими в потоке, была установлена проф. Г. Х. Сабининым. Созданная им импульсная теория ветряных двигателей широко применяется до настоящего времени.

Рассмотрим основные положения этой теории.

Представим себе, что равномерный поток воздуха подходит к ветроколесу со скоростью v (рис. 1-8). Вращающееся ветроколесо создает подпор, вследствие чего скорость потока по мере приближения к ветроколесу и некоторое время за ветроколесом падает. Таким образом

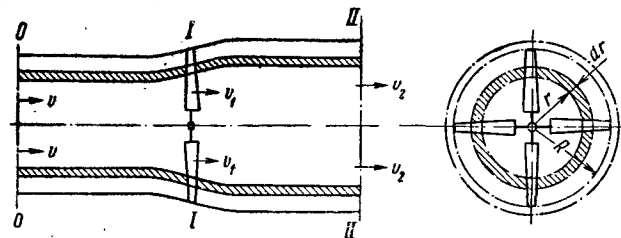


Рис. 1-8. Элементарная кольцевая струйка и кольцевые элементы лопасти.

в сечении I-I скорость будет $v_1 = v - v_{1n}$, а в сечении II-II — $v_2 = v - v_{2n}$ (здесь v_{1n} и v_{2n} — индуктивные скорости в сечениях I-I и II-II). Давление воздуха в струе по мере приближения к ветроколесу повышается, но при прохождении через ветроколесо резко падает. За ветроколесом образуется некоторое разрежение, которое в дальнейшем постепенно исчезает.

Вырежем из струи, обтекающей ветроколесо (рис. 1-8), на радиусе r элементарную кольцевую струйку толщиной dr . Воздух, заключенный в эту кольцевую струйку, действует на лопасти ветроколеса, вызывая силу лобового давления dP_n и окружное усилие dQ . Вместе с тем по закону противодействия элементы лопастей, расположенные в кольцевой струйке, с такими же силами будут воздействовать на воздушный поток, в результате чего в нем возникнут осевые v_{1n} и окружные u_{1n} индуктивные скорости.

Напишем выражение для импульса осевой силы. Импульс силы равен приросту количества движения воздуха, проходящего через кольцевую струйку. Для интервала времени в 1 сек будем иметь:

$$dP_{\pi} = v dm - v_2 dm = (v - v_2) dm, \quad (1-16)$$

где

$$dm = 2\pi r dr \rho v_1 = \text{const} \quad (1-17)$$

есть масса воздуха, проходящая через кольцевое сечение в 1 сек, т. е. массовый расход струи, который в силу неразрывности потока будет одинаковым во всех сечениях.

Так как скорость в сечении II-II равна $v_2 = v - v_{2n}$, то выражение (1-16) можно записать в следующем виде:

$$dP_{\pi} = dm v_{2n}. \quad (1-18)$$

Окружное усилие dQ можно определить, применяя теорему о моменте импульса силы. До подхода к ветроколесу струя не вращается, поэтому секундный прирост момента количества движения будет равен $dm \times \times u'_{1n}$, где u'_{1n} — скорость вращения струи непосредственно за плоскостью вращения ветроколеса.

Для интервала времени 1 сек получим:

$$dQ r = dm \cdot u'_{1n} \cdot r, \quad (1-19)$$

или

$$dQ = dm \cdot u'_{1n}.$$

С достаточной точностью можно считать, что $u'_{1n} = u_{2n}$, где u_{2n} — скорость вращения струи в сечении II далеко за ветроколесом. Таким образом, выражение (1-19) можно записать так:

$$dQ = dm \cdot u_{2n}. \quad (1-20)$$

Подставляя (1-17) в выражения (1-18) и (1-20), найдем:

$$\left. \begin{aligned} dP_{\pi} &= 2\pi \rho v_1 v_{2n} r dr; \\ dQ &= 2\pi \rho v_1 u_{2n} r dr. \end{aligned} \right\} \quad (1-21)$$

Итак мы получили два вида формул для осевой и окружной силы (1-15) и (1-21): первый, — исходя из про-

филя лопасти, беря в основу формулы экспериментальной аэродинамики, второй, — исходя из струи по секунднему количеству движения и по моменту количества движения. Приравняв полученные выражения, будем иметь:

$$\left. \begin{aligned} dP_{\pi} &= c_{\pi} \rho i \frac{\omega_1^2}{2} b (\cos \beta + \mu \sin \beta) dr = \\ &= 2\pi \rho v_1 v_{2n} r dr, \\ dQ &= c_{\pi} \rho i \frac{\omega_1^2}{2} b (\sin \beta - \mu \cos \beta) dr = \\ &= 2\pi \rho v_1 u_{2n} r dr, \end{aligned} \right\} \quad (1-22)$$

где i — число лопастей.

Эти формулы импульсной теории проф. Г. Х. Сабина являются основой всех конструктивных теорий расчета ветроколес. Разница между существующими конструктивными теориями, позволяющими рассчитать и спроектировать ветроколесо, заключается в тех допущениях, которые делаются при подсчете индуктивных скоростей v_{1n} , v_{2n} и u_{1n} , u_{2n} .

В соответствии с вихревой теорией Н. Е. Жуковского

$$v_{2n} = 2v_{1n} \text{ и } u_{2n} = 2u_{1n}. \quad (1-23)$$

По теории Г. Х. Сабина, учитывающей наличие присоединенных масс в струе за ветроколесом, соотношение индуктивных скоростей v_{1n} и v_{2n} получается несколько иным, а именно:

$$v_{2n} = \frac{2v_{1n}}{1 + \frac{v_{1n}}{v}}. \quad (1-24)$$

Полная осевая сила и окружное усилие всего ветроколеса могут быть найдены по формулам:

$$P_{\pi} = \int_{r_0}^R \left(\frac{dP_{\pi}}{dr} \right) dr, \quad Q = \int_{r_0}^R \left(\frac{dQ}{dr} \right) dr, \quad (1-25)$$

где r_0 — радиус нерабочей части ветроколеса, не участвующей в создании этих сил;

R — радиус ветроколеса.

Момент относительно оси ветроколеса аэродинамических сил, действующих на элемент лопасти, равен:

$$dM_b = dQr.$$

Полный момент всего ветроколеса получим, проинтегрировав выражение

$$M_b = \int_{r_0}^R \left(\frac{dM_b}{dr} \right) dr. \quad (1-26)$$

Силы $P_{\perp}$, Q и момент M_b обычно выражаются в отвлеченных безразмерных величинах, причем силы относят к $\pi R^2 \rho \frac{v^2}{2}$, а момент к $\pi R^3 \rho \frac{v^2}{2}$ и вводят обозначение $r_* = \frac{r}{R}$, называемое относительным радиусом. Таким образом, отвлеченное выражение сил и момента запишем в следующем виде:

$$\bar{P}_{\perp} = \frac{P_{\perp}}{\pi R^2 \rho \frac{v^2}{2}}, \quad \bar{Q} = \frac{Q}{\pi R^2 \rho \frac{v^2}{2}}, \quad \bar{M}_b = \frac{M_b}{\pi R^3 \rho \frac{v^2}{2}}. \quad (1-27)$$

Практически интегрирование выражений (1-25) и (1-26) осуществляется графически, путем построения диаграмм $\frac{d\bar{P}_{\perp}}{dr_*} = f(r_*)$, $\frac{d\bar{Q}}{dr_*} = f(r_*)$, $\frac{d\bar{M}_b}{dr_*} = f(r_*)$. Нахождение этих зависимостей производится на основе решений двух уравнений связи.

Выразим равенства (1-22) через параметры потока, соответствующие плоскости вращения ветроколеса. Если принять соотношение индуктивных скоростей по теории Н. Е. Жуковского (1-23), то равенства (1-22) примут вид:

$$\left. \begin{aligned} \frac{v_1 v_{1n}}{\omega_1^2} &= \frac{ibc_y}{8\pi r} (\cos \beta + \mu \sin \beta), \\ \frac{v_1 u_{1n}}{\omega_1^2} &= \frac{ibc_y}{8\pi r} (\sin \beta - \mu \cos \beta). \end{aligned} \right\} \quad (1-28)$$

Возводя в квадрат и сложив оба эти уравнения, после некоторых тригонометрических преобразований получим:

$$\frac{v_1^2 (v_{1n}^2 + u_{1n}^2)}{\omega_1^4} = \frac{ibc_y}{8\pi r} (1 + \mu^2). \quad (1-29)$$

По условию

$$\mu = \operatorname{tg} \mu_0 = \frac{dP_x}{dP_y},$$

откуда

$$1 + \mu^2 = 1 + \operatorname{tg}^2 \mu_0 = \frac{1}{\cos^2 \mu_0}, \quad (1-30)$$

где μ_0 — угол между dP_y и dR (рис. 1-7)

Подставляя (1-30) в (1-29) и извлекая квадратный корень из обеих частей равенства, получим:

$$\frac{v_1 \omega_{1n}}{\omega_1^2} = k ibc_y, \quad (1-31)$$

где $\omega_{1n} = \sqrt{v_{1n}^2 + u_{1n}^2}$ — относительная индуктивная скорость;

$$k = \frac{1}{8\pi r \cos \mu_0} \text{ — коэффициент.}$$

Это соотношение называется первым уравнением связи. Оно связывает скорости в струе (левая часть) с характеристиками профиля и формой лопасти (правая часть).

Если выражения (1-28) поделить одно на другое и заменить $\sin \beta$ и $\cos \beta$ их значением из треугольника скоростей (рис. 1-7)

$$\sin \beta = \frac{v_1 - v_{1n}}{\omega_1}, \quad \cos \beta = \frac{\omega r + u_{1n}}{\omega_1},$$

то будем иметь:

$$v_{1n} (v_1 - \mu \omega r - v_{1n}) = u_{1n} (\omega r + \mu v_1 + u_{1n}). \quad (1-32)$$

Это выражение связывает окружную индуктивную скорость u_{1n} с осевой индуктивной скоростью v_{1n} и называется вторым уравнением связи. С помощью этих двух уравнений связи и решаются аэродинамические задачи, связанные с расчетом и проектированием крыльчатых ветродвигателей.

При проектировании ветроколеса обычно задаются законом изменения осевой индуктивной скорости $v_{1п}$ по радиусу r в плоскости вращения ветроколеса. По зависимости $v_{1п} = f(r)$ и второму уравнению связи (1-32) определяют характер изменения окружной индуктивной скорости $u_{1п} = f(r)$. Знание индуктивных скоростей $v_{1п}$ и $u_{1п}$ дает возможность определить треугольники скоростей и сил (рис. 1-7), действующих на отдельные элементы лопасти. Далее, на основании первого уравнения связи (1-31) для каждого элемента лопасти подсчитывают необходимые значения произведения ibc_y , позволяющие для выбранного профиля определить форму лопасти, т. е. $\varphi(r)$ и $b(r)$.

Имеется целый ряд практических методов расчета быстроходных ветродвигателей, подробно изложение которых можно найти в работах [Л. 1—3].

Теперь выясним, какую долю энергии воздушного потока, проходящего через ометаемую поверхность ветроколеса, можно будет практически использовать с помощью ветродвигателя.

Согласно (1-1) и рис. 1-8 кинетическая энергия воздушного потока перед ветроколесом равна $A_1 = \frac{mv^2}{2}$, а за ветроколесом $A_2 = \frac{m(v - v_{2п})^2}{2}$. По закону неразрывности потока секундная масса воздуха в каждом сечении является величиной постоянной и равной:

$$m = \rho F v = \rho F_1 v_1 = \rho F_2 v_2, \quad (1-33)$$

где F, F_1, F_2 — площадь поперечного сечения струи, соответственно в сечениях 0-0, I-I и II-II.

Если положить, что потери на ветроколесе отсутствуют, то энергия, снимаемая ветроколесом, будет:

$$A = A_1 - A_2 = \frac{mv^2}{2} - \frac{m(v - v_{2п})^2}{2} = mv_{2п} \left(v - \frac{v_{2п}}{2} \right). \quad (1-34)$$

Пусть

$$v_{2п} = 2v_{1п},$$

тогда, подставляя (1-33) в (1-34), получим:

$$A = \rho F_1 v_1 v_{2п} \left(v - \frac{v_{2п}}{2} \right) = \rho F_1 (v - v_{1п})^2 v_{2п}.$$

Умножим и разделим правую часть этого выражения на $2v^3$:

$$A = \frac{\rho F_1 v^3}{2} \left(\frac{v - v_{1п}}{v} \right)^2 \frac{2v_{2п}}{v} = \frac{\rho F_1 v^3}{2} \left(1 - \frac{v_{1п}}{v} \right)^2 \frac{4v_{1п}}{v}.$$

Взяв отношение энергии, снимаемой ветроколесом, к полной энергии ветра в сечении I-I, получим идеальный коэффициент использования энергии ветра:

$$\begin{aligned} \xi_i &= \frac{A}{\frac{\rho F_1 v^3}{2}} = \frac{\frac{\rho F_1 v^3}{2} \left(1 - \frac{v_{1п}}{v} \right)^2 \frac{4v_{1п}}{v}}{\frac{\rho F_1 v^3}{2}} = \\ &= \left(1 - \frac{v_{1п}}{v} \right)^2 \frac{4v_{1п}}{v} = 4e(1 - e)^2, \end{aligned} \quad (1-35)$$

где $e = \frac{v_{1п}}{v}$ — коэффициент торможения потока в плоскости ветроколеса.

Выражение (1-35) показывает, что ξ_i зависит от величины потери скорости воздушного потока при прохождении его через ветроколесо. Оно получено нами при соотношении индуктивных скоростей, вытекающем из вихревой теории Н. Е. Жуковского (1-23). Если же соотношение этих скоростей взять по теории Г. Х. Сабина (1-24), то идеальный коэффициент использования энергии ветра примет вид:

$$\xi = 4e \frac{(1 - e)}{(1 + e)}. \quad (1-36)$$

На рис. 1-9 приведена диаграмма изменения ξ_i в зависимости от коэффициента торможения потока e , рассчитанная по уравнениям (1-35) и (1-36). Как видим, максимальное значение коэффициента использования энергии ветра равно $(\xi_i)_{\max} = 0,593$ —0,687. Это есть предел, к которому должен приближаться коэффициент использования энергии ветра реальных ветродвигателей.

При выводе формул (1-35) и (1-36) не учитывались различного рода потери мощности, связанные с вращением ветроколеса в воздушной среде. К ним относятся: потери за счет образования вихрей, сходящих с концов ло-

лостей; профильные потери, вызванные трением струи за ветроколесом и равные живой силе уходящей струи; потери вследствие неполного использования площади, ометаемой ветроколесом.

Практически максимальное значение коэффициента использования энергии лежит в пределах $\xi_{\max} \approx 0,45-0,5$.

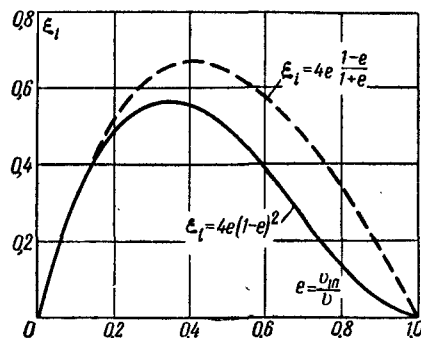


Рис. 1-9. Изменение идеального коэффициента использования энергии ветра в зависимости от e .

1-3. РАСЧЕТ АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЕТРОДВИГАТЕЛЯ И МОМЕНТОВ, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ЛОПАСТИ ВЕТРОКОЛЕСА

Аэродинамической характеристикой ветродвигателя называют зависимость отвлеченного момента ветроколеса $\bar{M}_в$ и коэффициента использования энергии ветра ξ от числа модулей Z . Число модулей характеризует быстроходность ветродвигателя. Определяется оно отношением окружной скорости вращения ветроколеса радиусом R к скорости ветра, т. е. $Z = \frac{\omega R}{v}$. Коэффициент использования энергии ветра может быть найден из аэродинамической характеристики моментов:

$$\xi = \frac{M_в \omega}{\pi R^2 \rho \frac{v^3}{2}} = \frac{M_в}{\pi R^3 \rho \frac{v^2}{2}} \cdot \frac{\omega R}{v} = \bar{M}_в Z. \quad (1-37)$$

При расчетах и исследованиях работы ветродвигателя с электрогенераторами приходится иметь дело со следующими величинами, определяемыми по аэродинамической характеристике (рис. 1-10) и характеризующими его аэродинамические свойства.

1. Начальный момент или момент трогания с места $\bar{M}_{тр}$ определяется точкой пересечения характеристики моментов с осью ординат.

2. Максимальный момент, который может развить ветродвигатель, $\bar{M}_{\max}$.

3. Нормальный (номинальный) момент $\bar{M}_н$, развиваемый ветродвигателем при нормальном числе модулей Z_n .

4. Нормальное число модулей Z_n . Это число модулей, при котором коэффициент использования энергии ветра имеет максимальное значение $\xi = \xi_{\max}$.

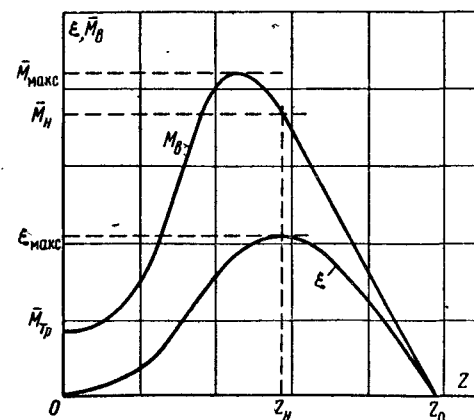


Рис. 1-10. Аэродинамическая характеристика ветродвигателя.

5. Номинальная скорость вращения ветродвигателя ω_n определяется из выражения $Z_n = \frac{\omega_n R}{v_n}$, где v_n — скорость ветра, соответствующая началу регулирования.

6. Синхронное число модулей Z_0 определяется точкой пересечения характеристики моментов с осью абс-

цисс. По номинальным значениям Z_n , ω_n , v_n , M_n ветродвигатель рассчитывается на длительный режим работы.

Рассмотрим один из наиболее распространенных способов расчета аэродинамических характеристик быстроходных ветродвигателей, основанный на теории Г. Х. Габинина [Л. 2].

Разрежем площадь, ометаемую ветроколесом, цилиндрическими поверхностями, концентрическими с осью ветроколеса, на ряд кольцевых струй, которые вырежут из лопастей элементарные отрезки. Таким образом, лопасть представится разрезанной на отдельные элементы длиной dr . На каждый такой элемент, находящийся на расстоянии r от оси ветроколеса, действуют аэродинамические силы dQ и dP_d (рис. 1-7), которые создают моменты, стремящиеся повернуть его относительно двух осей: оси ветроколеса и продольной оси лопасти.

Аэродинамические характеристики вычисляют для каждого элемента лопасти отдельно, используя для этого следующие соотношения [Л. 2]:

первое

$$ibc_y = 8\pi r \frac{e}{(1+e)(1-e)^2} \frac{1}{(\operatorname{ctg} \beta + \mu) \sqrt{1 + \operatorname{ctg}^2 \beta}}, \quad (1-38)$$

позволяющее по выбранным геометрическим параметрам лопасти и заданным углам ее установки найти коэффициент торможения потока e на данном радиусе r в зависимости от угла атаки α ,

второе

$$d\bar{M}_B = \frac{8r_*^2 e}{1+e} \cdot \frac{1 - \mu \operatorname{ctg} \beta}{\operatorname{ctg} \beta + \mu} dr_*, \quad (1-39)$$

определяющее характер изменения отвлеченного момента по радиусу;

третье

$$Z = \left[(1-e) - \frac{e}{\operatorname{ctg}^2 \beta (1+e)} \right] \frac{\operatorname{ctg} \beta}{r_*}, \quad (1-40)$$

служащее для определения числа модулей Z по найденным значениям e и β .

Расчет производится обычно в следующем порядке. Задаются различными значениями угла α . Так как

$\beta = \varphi + \alpha$, а φ — угол установки лопасти задан конструкцией ветроколеса, то из соотношений (1-38) — (1-40) последовательно определяют e , $d\bar{M}_B$ и Z . Чтобы получить полную характеристику, следует вести расчет для таких углов α , при которых коэффициент подъемной силы c_y изменяется от нуля до максимума.

По данным расчета сначала строят кривые, характеризующие изменение элементарного отвлеченного мо-

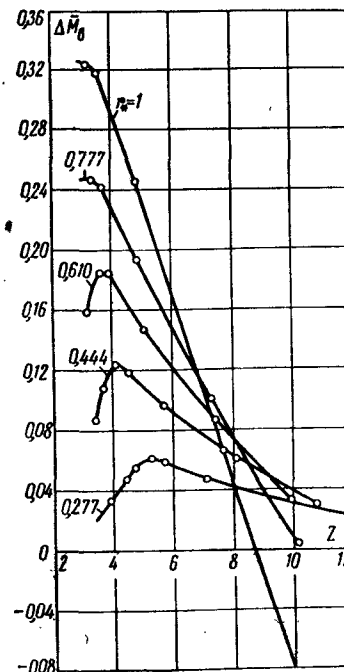


Рис. 1-11. Характер изменения $\Delta\bar{M}_B$ в зависимости от Z .

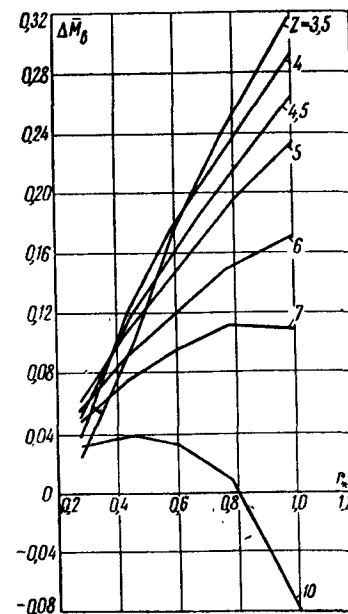


Рис. 1-12. Характер изменения $\Delta\bar{M}_B$ в зависимости от r_* .

мента $\Delta\bar{M}_B$ на каждом радиусе в функции числа модулей (рис. 1-11). Затем для определенных значений Z строится диаграмма распределения $\Delta\bar{M}_B$ вдоль лопасти (рис. 1-12). Наконец, путем графического интегрирования кривых $\Delta\bar{M}_B = f(r_*)$ находят значения отвлеченных

моментов $\bar{M}_b$ для всей лопасти при различных числах модулей, по которым строится аэродинамическая характеристика ветродвигателя.

Следует отметить, что подсчитанные таким образом значения $\bar{M}_b$ будут несколько завышенными, так как формулы, по которым производится расчет, не учитывают концевые потери, возникающие вследствие образования вихрей, сходящих с конца лопастей. Концевые потери определяются по формуле [Л. 2]

$$\bar{M}_n = \frac{4e^2}{Z(1+e)} \left\{ \frac{8k \sqrt{1 + \left(\frac{1-e}{Z}\right)^2}}{(1+e)iZ} - \frac{1}{\sqrt{1 + \left[\frac{iZ}{\pi \left(1 - \frac{e}{2}\right)}\right]^2}} \right\}, \quad (1-41)$$

где k — коэффициент, обычно принимаемый равным единице.

При подсчете концевых потерь значение коэффициента торможения e необходимо брать средним из его значений на радиусах конечного элемента лопасти.

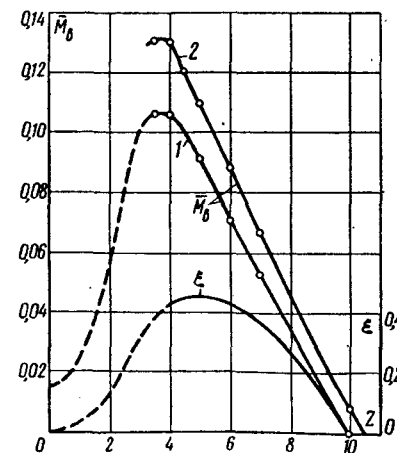


Рис. 1-13. Расчетная аэродинамическая характеристика ветроколеса ветродвигателя 1D-18.

1 — с учетом концевых потерь; 2 — без учета концевых потерь.

Формулой (1-41) можно пользоваться при $Z > 2$ (это вытекает из самого вывода формулы). На рис. 1-13 приведена расчетная аэродинамическая характеристика ветродвигателя 1D-18 с учетом и без учета концевых потерь. Как видим, концевые потери играют существенную роль. Их максимальная величина в ряде случаев доходит до 15—20% от максимального момента. Кроме концевых потерь, имеются профильные потери, потери на

кручение уходящей струи и потери, происходящие вследствие неполного использования всей ометаемой площади ветроколеса. Однако при определении аэродинамических характеристик ветродвигателей средней быстроходности ($Z=3-5$) в первом приближении их можно не учитывать, так как они все вместе взятые по абсолютной величине значительно меньше концевых потерь.

Аналогичным образом могут быть вычислены характеристики аэродинамических моментов, поворачивающих лопасти относительно их продольных осей. Необходимость в таких характеристиках появляется тогда, когда регулирование ветродвигателя осуществляется за счет поворота лопастей или их концов. Они нужны для расчета регулятора и исследования работы ветродвигателя в динамическом режиме. В этом случае как аэродинамические характеристики, так и характеристики поворачивающих моментов на лопастях приходится рассчитывать для разных углов установки лопастей φ .

Расчетные углы φ обычно выбирают так, чтобы можно было исследовать работу ветродвигателя на режимах Z , соответствующих заданному диапазону изменения рабочих скоростей ветра. Как показывает опыт расчета, для этого оказывается достаточно рассчитать характеристики для трех углов φ при $v=v_n$, $v=v_{\max}$ и $v = \frac{v_n + v_{\max}}{2}$ (например, 8, 12, 20 м/сек).

Как известно, выражение аэродинамического момента, стремящегося повернуть элемент лопасти относительно ее продольной оси, имеет вид:

$$dM_a = m_{z0} \rho \frac{\omega_1^2}{2} b^2 dr, \quad (1-42)$$

где m_{z0} — коэффициент аэродинамического момента профиля относительно точки O (рис. 1-7), равный

$$m_{z0} = m_z - (x_0 \cos \alpha + y_0 \sin \alpha) \frac{c_y}{b} - (x_0 \sin \alpha - y_0 \cos \alpha) \frac{c_x}{b}.$$

В экспериментальной аэродинамике коэффициент аэродинамического момента профиля m_z задается отно-

сительно передней кромки профиля как функция коэффициента c_y , т. е. $m_z = f(c_y)$. Так как относительная скорость набегающего потока на элемент лопасти равна:

$$w_1 = \sqrt{v_1^2 + (\omega r + u_{in})^2} = v(1 - e) \sqrt{1 + \operatorname{ctg}^2 \beta},$$

выражение (1-42) можно записать в следующем виде:

$$dM_a = m_{z0} \rho \frac{v^2}{2} (1 - e)^2 (1 + \operatorname{ctg}^2 \beta) b^2 dr.$$

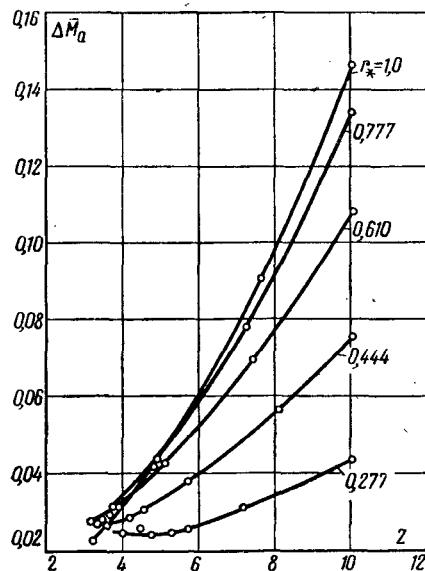


Рис. 1-14. Характер изменения $\Delta \bar{M}_a$ в зависимости от Z .

Чтобы получить отвлеченное значение этого момента, разделим обе части этого выражения на $\rho R^3 \frac{v^2}{2}$:

$$d\bar{M}_a = m_{z0} b_*^2 (1 - e)^2 (1 + \operatorname{ctg}^2 \beta) dr_*, \quad (1-43)$$

где $b_* = \frac{b}{R}$ и $r_* = \frac{r}{R}$ — относительные значения хорды и текущего радиуса.

Выражение (1-43) позволяет вычислить и построить такие же характеристики $\bar{M}_a = f(Z)$, как это было сделано для вращающего момента ветродвигателя $\bar{M}_b$. Если выбрать одни и те же сечения лопасти и принять при вычислениях общие значения углов атаки, то оба расчета могут быть объединены.

Характер изменения элементарных моментов $\Delta \bar{M}_a$ в зависимости от r_* и Z показан на рис. 1-14 и 1-15.

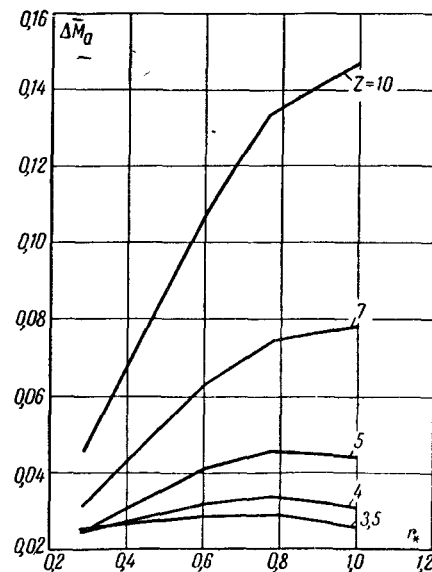


Рис. 1-15. Характер изменения $\Delta \bar{M}_a$ в зависимости от r_* .

На рис. 1-16 даны аэродинамические характеристики и характеристики моментов, поворачивающих лопасти относительно их продольных осей, для различных углов установки лопастей ветродвигателя 1D-18. Абсолютные значения аэродинамических моментов, действующих на ветроколесо M_b и лопасти M_a , могут быть подсчитаны

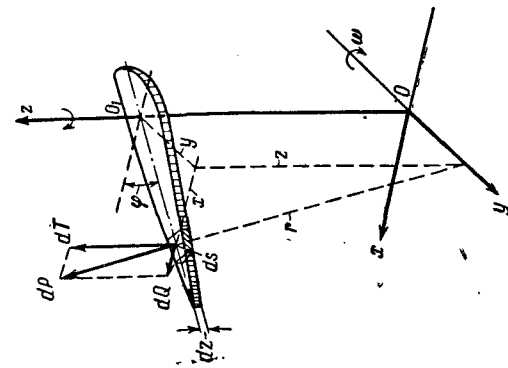


Рис. 1-17. Схема центробежных сил, действующих на элемент лопасти.

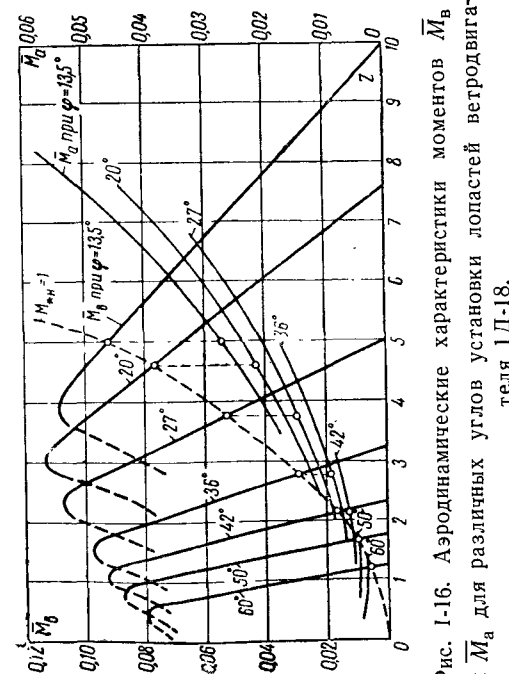


Рис. 1-16. Аэродинамические характеристики моментов $\bar{M}_a$ и $\bar{M}_b$ для различных углов установки лопастей ветродвигателя 1Д-18.

для каждого режима работы ветродвигателя по формулам:

$$\left. \begin{aligned} M_b &= \pi \rho R^3 \frac{v^2}{2} \bar{M}_b(Z, \varphi); \\ M_a &= \rho R^3 \frac{v^2}{2} \bar{M}_a(Z, \varphi). \end{aligned} \right\} \quad (1-44)$$

Помимо аэродинамического момента M_a , на поворотные части лопастей при вращении ветроколеса действуют еще центробежные силы. Для определения величины момента от центробежных сил, поворачивающих лопасть относительно ее продольной оси, рассмотрим силы, действующие на элементарное сечение вращающейся лопасти, расположенное под углом φ к плоскости вращения ветроколеса (рис. 1-17). Оси координат расположим так, чтобы ось oz совпала с продольной осью лопасти, ось oy — с осью вала ветроколеса, а ось ox была перпендикулярна плоскости yoz .

Центробежная сила элемента сечения площадью ds будет равна:

$$dP = dz ds \rho \omega^2 r,$$

где $r = \sqrt{x^2 + z^2}$ — расстояние элемента от оси вращения.

Разлагая силу dP на две составляющие, параллельные осям ox и oz , заметим, что сила dQ стремится повернуть сечение лопасти относительно оси oz , а сила dT — переместить его вдоль оси oz . Из геометрических соотношений нетрудно убедиться, что сила

$$dQ = dz ds \rho \omega^2 x$$

остается неизменной при перемещении сечения лопасти вдоль оси oz .

Величина момента от центробежных сил элементарного сечения лопасти, приходящаяся на длину dz , равна:

$$dM_{cy} = \iint \omega^2 \rho ds xy dz = \omega^2 j_{xy} dz,$$

где j_{xy} — центробежный момент инерции поперечного сечения лопасти на радиусе $r = z$.

Полный момент, поворачивающий лопасть относительно оси oz , при данном расположении ее в приня-

той системе координат (т. е. при данном угле φ) будет

$$M_{\text{ц}} = \omega^2 \int_{z=r_0}^{z=R} j_{xy} dz = \omega^2 J_{xy}. \quad (1-45)$$

Интеграл этого выражения представляет собой центробежный момент инерции всей лопасти J_{xy} относительно оси oz . Отсюда следует, что для определения зависимости $M_{\text{ц}} = f(\varphi)$ должны быть найдены центробежные моменты инерции лопасти для различных углов ее установки.

Так как лопасти ветроколес, как правило, делаются полыми с каркасом нервюр и стрингеров и тонкой металлической или полотняной обшивкой, определение центробежного момента инерции лопасти сводится к нахождению суммы элементарных центробежных моментов инерции ее отдельных сечений. Для этой цели лопасть разбивают на ряд сечений, нормальных к оси oz , и совмещают их с плоскостью $хоу$. При наличии крутки все сечения должны быть расположены под соответствующими углами друг к другу, причем корневое сечение желательно расположить так, чтобы его геометрическая хорда совпадала с направлением оси $ох$.

По каждому сечению находят элементарные суммы:

$$\Sigma \Delta m x^2, \quad \Sigma \Delta m y^2, \quad \Sigma \Delta m xy.$$

Далее путем суммирования сначала по отдельным сечениям, а затем по длине лопасти определяют момент инерции всей лопасти.

По элементарным моментам инерции относительно принятых осей координат можно определить элементарные моменты инерции относительно новой системы координат (x_1, y_1) с тем же началом, но повернутой относительно оси oz на положительный угол φ , используя для этого следующие формулы перехода:

$$x_1 = x \cos \varphi + y \sin \varphi;$$

$$y_1 = y \cos \varphi + x \sin \varphi;$$

$$j_{x_1} = j_x \cos^2 \varphi + j_y \sin^2 \varphi - j_{xy} \sin 2\varphi;$$

$$j_{y_1} = j_y \cos^2 \varphi + j_x \sin^2 \varphi + j_{xy} \sin 2\varphi;$$

$$j_{x_1 y_1} = j_{xy} \cos 2\varphi + (j_y - j_x) \sin \frac{2\varphi}{2}.$$

При тонких и некрученных лопастях или лопастях, имеющих сравнительно небольшую крутку, для определения момента $M_{\text{ц}}$ можно пользоваться формулой

$$M_{\text{ц}} = J_{\text{л}} \omega^2 \frac{\sin 2(\varphi - \varphi_0)}{2}, \quad (1-46)$$

где φ_0 — угол между геометрической хордой сечения лопасти на радиусе $r = 0,7R$ и осью, относительно которой центробежный момент инерции равен нулю;

$J_{\text{л}}$ — осевой момент инерции лопасти;

ω — скорость вращения ветроколеса.

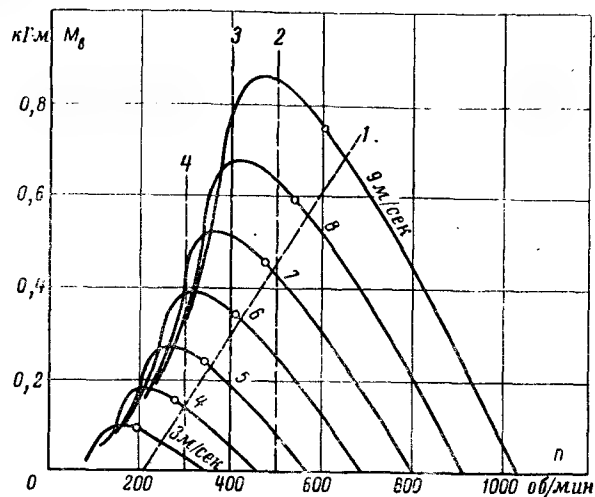
1-4. РАБОЧИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕТРОДВИГАТЕЛЕЙ

• От отвлеченных аэродинамических характеристик $\bar{M}_b = \bar{M}_b(Z, \varphi)$ и $\xi = \xi(Z, \varphi)$ можно при помощи формул (1-37) и (1-44) перейти к размерным рабочим характеристикам крутящих моментов $M_b = f(n)$ и $P_b = f(n)$. Они строятся в виде отдельных кривых для каждой скорости ветра, обычно через 1 м/сек для конкретного типа и диаметра двигателя. Эти характеристики полнее раскрывают режим работы двигателя, служат для выбора оптимального режима работы агрегата и определения передаточного отношения механической передачи к генератору.

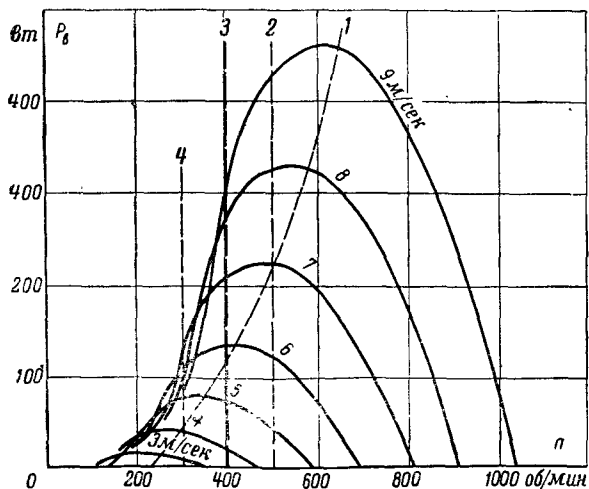
Характеристики крутящих моментов $M_b = f(n)$ и мощности $P_b = f(n)$ для ветродвигателя ветрозарядного агрегата ВЭ-2, построенные из отвлеченной аэродинамической характеристики ветроколеса, представлены на рис. 1-18.

Построение производится следующим образом: по отвлеченным аэродинамическим характеристикам берутся значения числа модулей и соответствующие им значения $\bar{M}_b$ и ξ . Для каждого числа модулей Z и рабочих скоростей ветра v , взятых через 1 м/сек, подсчитывают величины n [об/мин], M_b [кг·м], P_b [квт] на валу ветроколеса при $\rho_0 = 0,125 \text{ кг·сек}^2/\text{м}^4$ по формулам:

$$n = \frac{30Zv}{\pi R} \text{ [об/мин];}$$



а)



б)

Рис. 1-18. Рабочие характеристики $M=f(n)$ и $P=f(n)$ ветродвигателя D-2 (агрегат ВЭ-2).

$$M_b = 0,195v^2 R^3 \bar{M}_b [\text{кг} \cdot \text{м}]; P_b = 0,000481 D^2 v^3 \xi [\text{кВт}],$$

где $D=2R$ — диаметр ветроколеса.

Пересчет на другие r производится по (1-3). Результаты подсчетов рекомендуется выписать в форме таблиц, по которым строятся характеристики $M_b=f(n)$ и $P_b=f(n)$ в виде кривых, отнесенных к разным постоянным скоростям ветра.

Максимум каждой кривой $P_b=f(n)$ соответствует скорости вращения, при которой ветроколесо при данной скорости ветра работает с нормальным числом модулей Z_n и максимальной величиной $\xi=\xi_{\text{макс}}$. На характеристиках моментов эти точки находятся правее вершин характеристик $M_b=f(n)$ и на рис. 1-18, а показаны крупными точками. С уменьшением скорости ветра максимумы кривых $M_b=f(n)$ уменьшаются и все кривые сдвигаются влево в сторону уменьшения скорости вращения.

Точки пересечения характеристик с осью абсцисс, соответствующие $M_b=0$ и $P_b=0$, дают предельные синхронные скорости вращения, которые может развить ветроколесо при каждой данной скорости ветра, работая без нагрузки и без принудительного регулирования скорости вращения. Рабочие точки характеристик при нагрузке определяются наложением на характеристики двигателя $M_b=f(n)$, $P_b=f(n)$ таких же характеристик генератора $M_r=f(n)$, $P_r=f(n)$. На рис. 1-18, а и б пунктирными линиями показаны четыре характеристики генераторов разного вида: три при разной постоянной скорости вращения и одна — при переменной.

По совмещенным характеристикам мощности ветродвигателя $P_b=f(n)$ могут быть построены рабочие характеристики мощности по скорости ветра $P=f(v)$.

На рис. 1-19 представлены четыре характеристики $P=f(v)$ для того же ветродвигателя D-2 агрегата ВЭ-2, построенные по совмещенным характеристикам $P_b=f(n)$ и четырем характеристикам генераторов $P_r=f(n)$ (рис. 1-18). На обоих рисунках соответствующие друг другу характеристики обозначены одинаковыми цифрами. В зависимости от режима работы двигателя, который определяется формой и положением наложен-

ной характеристики генератора, характеристики мощности двигателя $P_v = f(v)$ имеют различную форму.

Характеристики $P_v = f(v)$, $P_v = f(n)$, так же как любые рабочие и регулировочные характеристики ветро-

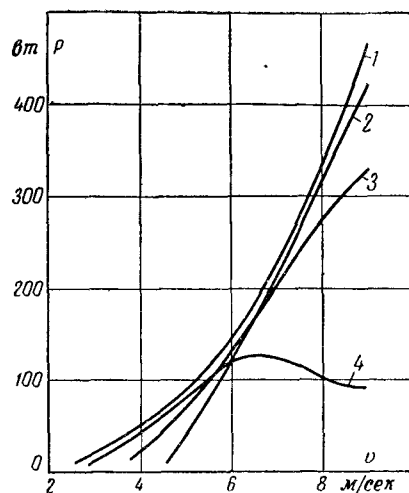


Рис. 1-19. Рабочие характеристики $P = f(v)$ ветродвигателя D-2 (агрегат ВЭ-2) при работе с генераторами, имеющими разные характеристики.

двигателя, имеют характерные точки, соответствующие следующим расчетным параметрам:

$v_{\min}$ — скорость ветра, при которой ветродвигатель начинает отдавать мощность;

$v_{\max}$ — скорость ветра, до которой работает ветродвигатель и при превышении которой он должен быть остановлен;

$n_{в.р.}$, Z_p , $M_{в.р.}$, $P_{в.р.}$, v_p — расчетные скорость вращения, быстроходность, момент и мощность ветродвигателя, расчетная скорость ветра, соответствующие началу регулирования ветродвигателя.

Расчетные параметры быстроходных ветродвигателей на ВЭС обычно близки к номинальным значениям n_n , M_n , P_n , v_n . Характеристика 1 (рис. 1-18 и 1-19) относится к принятому при проектировании генератору ветроагрегата ВЭ-2. С этим генератором ветродвигатель развивает наибольшую мощность на всем диапазоне рабочих скоростей ветра до начала регулирования и имеет наименьшую скорость ветра $v_{\min}$. Характеристика 2 для генератора, работающего при постоянной скорости вращения $n = 500$ об/мин, дает расчетную мощность двигателя, близкую к максимальной, но двигатель начинает отдавать мощность при значительно большей скорости ветра $v_{\min}$, чем в первом случае. На агрегате, работающем по характеристике 3 при постоянной скорости вращения $n = 400$ об/мин, мощность, развиваемая двигателем, при больших скоростях ветра уменьшается, а при малых скоростях ветра увеличивается, но скорость ветра $v_{\min}$ остается большей, чем в первом случае. При характеристике генератора 4 и постоянной скорости вращения $n = 300$ об/мин скорость ветра $v_{\min}$ близка к первому случаю, но мощность P при $v > 6$ м/сек значительно снижается. Характеристики крутящих моментов и мощности изменяются в зависимости от угла установки лопастей (или их поворотных частей) φ . Это видно на рис. 1-20, где представлены характеристики крутящих моментов менее быстроходного двигателя типа D-18 ($Z_n = 4,7$), имеющего поворотные части лопастей, установка угла которых производится стабилизаторами. Характеристики даны при разных углах β между хордой профиля поворотной части лопасти и дужкой стабилизатора, определяющих угол φ установки поворотных частей. Уменьшение угла β соответствует увеличению угла φ поворотной части лопасти.

Изменением характеристики двигателя в зависимости от величины угла φ пользуются при регулировании скорости вращения и момента ветродвигателей.

Так как в зависимости от выбранной скорости вращения и угла установки лопастей наклон и форма характеристик $P_v = f(v)$ меняются, то для выявления оптимальной характеристики агрегата опытные характеристики $P_v = f(v)$ при испытании моделей или натурных

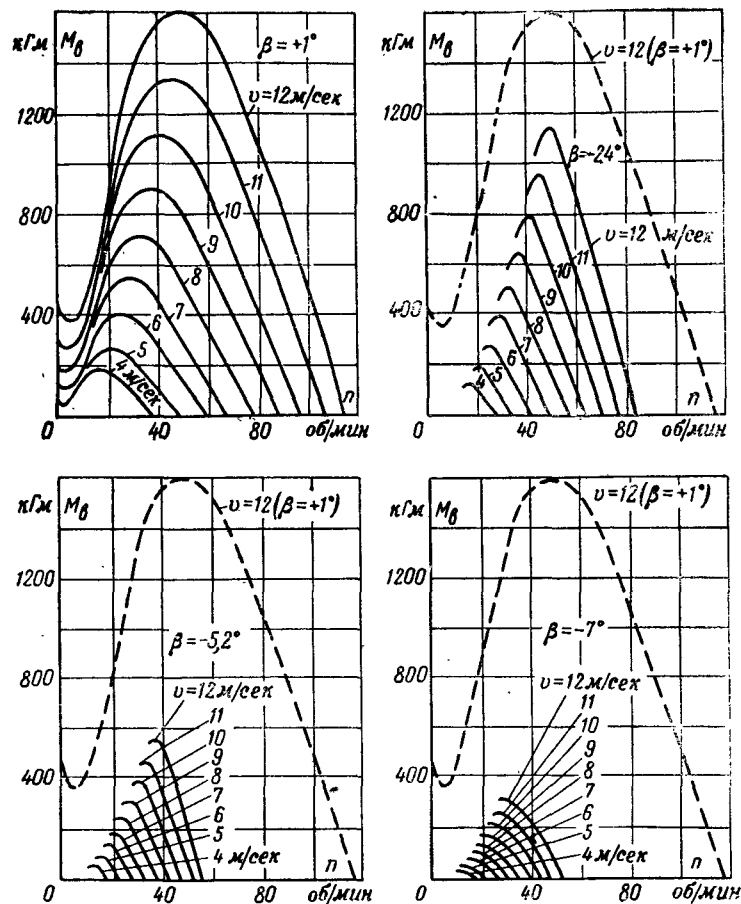


Рис. 1-20. Характеристики моментов ветродвигателя D-18 в зависимости от угла β и скорости ветра v .

конструкций снимают при различных углах установки лопастей и разной скорости вращения.

На рис. 1-21 представлены экспериментальные характеристики мощности $P_B = f(v)$ ветродвигателя D-18, отнесенные к зажимам генератора, при разных углах β и $n_{cp} = 38 - 39$ об/мин. Эта скорость вращения заранее

была найдена как оптимальная. Уменьшение угла β , соответствующее увеличению угла φ , вызывает понижение мощности двигателя при больших скоростях ветра, но уменьшение минимальной скорости ветра начала отдачи мощности v_{min} и увеличение отдачи на малых скоростях ветра.

Представленные рабочие характеристики ветродвигателя рассматриваются пока для случая работы двигателя без регулирования, поэтому имеют силу лишь до начала действия последнего.

Рабочие характеристики мощности $P_B = f(n)$ могут быть отнесены как к мощности на валу ветроколеса, так и к мощности на выходном валу ветродвигателя. Опытные характеристики $P_B = f(n)$ чаще снимаются как агрегатные характеристики ветродвигателя совместно с генератором и относятся к электрической мощности на его зажимах, как они представлены для двигателя D-18 на рис. 1-21. В этом случае мощность на валу ветроколеса определяется путем добавления потерь в генераторе и механической передаче от ветроколеса к генератору.

При совмещении характеристик $M_B = f(n)$ и $M_r = f(n)$ или $P_B = f(n)$ и $P_r = f(n)$ они должны быть приведены к скорости вращения одного и того же вала, например выходного вала двигателя.

Определяя расчетные режимы работы ветродвигателя и генератора для различных скоростей ветра, необходи-

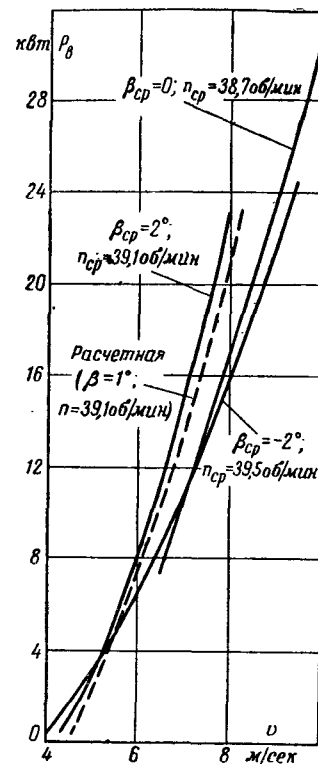


Рис. 1-21. Экспериментальные характеристики мощности ветродвигателя D-18.

мо, с одной стороны, обеспечить устойчивость статического равновесия такой системы, с другой стороны, стремиться к тому, чтобы использовать те части характеристик двигателя, которые оказываются наиболее благоприятными в заданных условиях эксплуатации двигателя.

Чтобы определить, устойчиво ли равновесие какой-либо статической системы, обычно изучают ее поведение при малых отклонениях от положения равновесия. Если при малом отклонении возникает момент, стремящийся вернуть систему в первоначальное положение, равновесие будет устойчивым, и, наоборот, если момент, возникший при отклонении системы от положения равновесия, стремится увеличить это отклонение, — равновесие неустойчиво. Условие устойчивости для ветроэлектрического агрегата выражается следующим неравенством:

$$\frac{dM_B}{dn} < \frac{dM_r}{dn}.$$

Из приведенного условия устойчивости следует, что при вертикальной характеристике генератора условия устойчивости будут соблюдены при любом ее расположении вдоль оси абсцисс. Если генератор имеет наклонную характеристику, то при пересечении ее с правыми частями характеристик двигателя устойчивость работы двигателя также обеспечивается. При наклонной характеристике генератора, пересекающей левые части характеристик двигателя, устойчивость будет иметь место только в случае, если характеристика генератора в точках пересечения с характеристиками двигателя будет круче последних. На рис. 1-18 рабочие точки всех четырех характеристик генераторов являются устойчивыми. Однако если для работы с двигателем D-2 взять генератор с меньшей скоростью вращения и наклонной характеристикой, то работа двигателя может оказаться неустойчивой.

Второе условие выбора расчетных режимов работы ветродвигателя заключается в возможно лучшем использовании его мощности до начала регулирования. Наиболее благоприятным для этого является режим работы двигателя при переменной скорости вращения и постоянном числе модулей $Z = Z_n$ при $v < v_p$. Такой

режим определяется кривой нагрузки, проходящей через вершины характеристик мощности двигателя, при всех скоростях ветра. Близкий к этому режим дает кривая 1 на рис. 1-18,а. Осуществление такого режима, однако, не всегда возможно, так как характеристики генераторов, работающих с ветродвигателем, по большей части лишь приближаются к такой форме кривой на отдельных участках. Особенно трудно осуществить такой режим работы двигателя тогда, когда генератор переменного тока должен работать при постоянной частоте. Форма характеристики генератора вынуждает поэтому использовать, как правило, менее благоприятные режимы работы ветродвигателя при постоянной скорости вращения ветроколеса и переменном числе модулей или какой-то промежуточный режим между этими двумя.

В случае, если характеристика генератора не удовлетворяет условию $Z = Z_n$, выбор расчетных режимов работы ветродвигателя практически сводится к выбору скорости ветра v_n , при которой удовлетворяется это условие.

Эта скорость ветра выбирается в зависимости от условий эксплуатации ветродвигателя. При наличии механической передачи от ветроколеса к генератору требуемое расположение характеристики достигается выбором соответствующего передаточного отношения механической передачи.

У ветродвигателей, предназначенных для работы совместно с другими силовыми установками, форма характеристики генератора и ее расположение на характеристике двигателя выбираются обычно из условия получения наибольшей годовой выработки ветроагрегата. Для этого подсчет выработки делается при разных положениях характеристики генератора относительно характеристик двигателя и выбирается то из них, при котором годовая выработка агрегата получается максимальной. В ветрозарядных установках часто задаются другим условием — наибольшей длительностью работы ветродвигателя в году. В этом случае положение характеристики генератора выбирается таким, при котором она пересекает вершины характеристики двигателя при тех рабочих скоростях ветра, которые наиболее часто повторяются в течение года.

Для осуществления работы ветродвигателя с синхронным генератором на сеть переменного тока при $Z = Z_n = \text{const}$, когда должна поддерживаться постоянная частота, требуется применение генератора с преобразователем частоты или передача мощности от ветроколеса к генератору через передачу с автоматически изменяющимся передаточным отношением. Однако применение такой схемы агрегата может понизить к. п. д. его передачи (на величину порядка 5—10%), что может ослабить или свести на нет выгоду от перевода двигателя на режим $Z = Z_n = \text{const}$ [Л. 21].

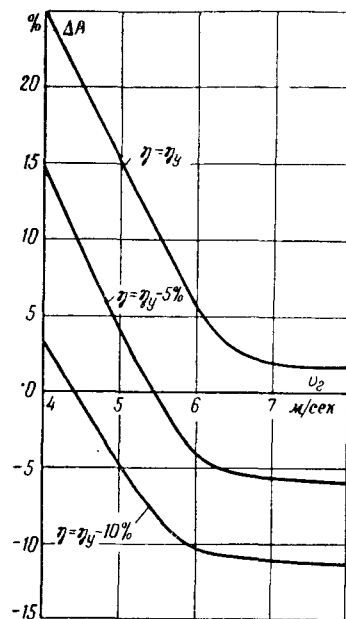


Рис. 1-22. Прирост годовой выработки энергии ветроагрегатом за счет перевода ветродвигателя на режим работы при $Z = \text{const}$.

Результаты исследования выгоды этого режима представлены на рис. 1-22, где нанесены кривые изменения годовой выработки ветроагрегата при его работе на режиме $Z = \text{const}$ по сравнению с режимом работы при постоянной скорости вращения ветроколеса. Изменения выработки зависят от среднегодовой скорости ветра и возможного ухудшения к. п. д. механической передачи. Кривые подсчитаны для ветродвигателя типа D-18 при установленной мощности генератора 30 кВт, $n_n = 40$ об/мин, $Z_n = 4,7$, причем для каждой среднегодовой скорости ветра принята оптимальная величина расчетной скорости ветра и скорости вращения ветроколеса.

Годовое распределение скоростей ветра при подсчетах выработки принято по Гуллиену-Емцову.

Кривая 1 (рис. 1-22) характеризует прирост выработки энергии ветроагрегата за счет перевода ветродви-

гателя на режим работы с постоянным числом модулей без ухудшения механического к. п. д. $\eta = \eta_y$. Кривые 2 и 3 показывают, как снижается этот прирост выработки, если к. п. д. установки η_y понизить соответственно на 5 и 10%. Как видно, в диапазоне изменения среднегодовых скоростей ветра в пределах $u_r \approx 4—8$ м/сек положительный эффект получается только для небольших скоростей ветра ($\sim 4—5$ м/сек). Для скоростей ветра, больших 5 м/сек, понижение к. п. д. установки уже на 2—3% связано со снижением выработки энергии до таких размеров, при которых выгода режима работы ветродвигателя с постоянным числом модулей совершенно пропадает. Это обстоятельство следует иметь в виду при выборе схемы передачи мощности и режима работы ветродвигателя.

1-5. ОБЛАСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

При изложении вопросов механической структуры ветра и ветрового кадастра было показано, что энергия ветра меняется по величине не только в годовом разрезе, но и в течение месяца, суток, часа, минуты. Между тем большинство потребителей требует бесперебойного круглосуточного электроснабжения при отклонении частоты и напряжения в допустимых пределах. Естественно, что снабжение электроэнергией не может быть поставлено в зависимость от наличия скоростей ветра и их величины.

Следовательно, при наличии таких провалов скорости ветра, которые не могут быть восполнены за счет кинетической энергии, запасаемой во вращающихся инерционных массах самого ветроагрегата, на ветроэлектрических станциях должны применяться устройства, позволяющие восполнить недостаток энергии ветра, начиная с кратковременного, вызванного микропульсациями скорости ветра, и до длительного, обусловленного штормами. На ветроэлектростанциях малой мощности (до 10 кВт) в качестве таких устройств могут служить аккумуляторные батареи, для ветроэлектрических станций средней мощности (до 100 кВт и несколько выше) могут быть использованы резервные тепловые и другого рода

первичные двигатели, из которых в настоящее время применяются преимущественно дизельные. Для более мощных ветроэлектрических станций резервом, восполняющим недостаток мощности, является та энергосистема, параллельно с которой предполагается работа ветроустановок.

Эксплуатируемые в настоящее время ветроэлектростанции, а также те, которые перспективны в ближайшем будущем, могут быть классифицированы следующим образом:

а) Ветроэлектрические зарядные установки. Эти установки с агрегатами мощностью от нескольких сот ватт до 2—3 кВт могут быть использованы для зарядки аккумуляторных батарей на радиоузлах, а также для освещения небольших сельскохозяйственных и других объектов.

б) Ветроэлектрические станции малой мощности (обычно одноагрегатные). Мощность агрегата не превышает нескольких десятков киловатт. Они предназначены для энергоснабжения объектов, имеющих небольшую производственную нагрузку, как, например, животноводческие фермы.

Ветроэлектрические станции малой мощности могут иметь генераторы как постоянного (до 10 кВт), так и переменного тока. Ветроустановки указанной мощности могут быть применены также для комплексного использования, при котором механическая нагрузка присоединяется непосредственно к валу отбора мощности ветродвигателя, а освещение обеспечивается за счет аккумуляторных батарей, заряжаемых от генератора, приводимого тем же ветродвигателем.

На ветроэлектростанции малой мощности предусматривается резервный тепловой агрегат большей частью равной с ветроагрегатом мощности, который включается через электрическое или механическое соединение на параллельную работу с ветровым агрегатом в случае, если потребитель перестает получать от ветроагрегата электроэнергию требуемого количества и качества.

в) Ветроэлектрические станции средней мощности (100—200 кВт). Станции предназначены для объектов с крупными производственными потребителями, какими, например, являются совхозы, ремонтно-технические станции, ремонтные мастерские,

районные мельницы и т. д. На станции должен находиться тепловой агрегат, работающий параллельно с ветроагрегатом. Создание ветроэлектростанций такой мощности может идти по пути строительства одноагрегатных станций с одним ветродвигателем, имеющим сравнительно большой диаметр ветроколеса, или ВЭС с несколькими ветродвигателями со сравнительно небольшими диаметрами ветроколес.

г) Ветроэлектрические станции большой мощности. Такие станции при единичной мощности агрегатов в несколько сотен и даже тысяч киловатт предназначены для работы совместно с сельскими тепловыми и гидроэлектрическими станциями, а также для подключения к сетям мощных энергетических систем.

Проектируя ветроэлектрическую станцию, ее следует устанавливать в местностях с достаточными и постоянными скоростями ветра. Число часов использования установленной мощности на ВЭС должно быть не ниже 2 500—3 000 кВт·ч/кВт и при более благоприятных условиях до 4 000. В этих случаях стоимость 1 кВт·ч, вырабатываемого ветроустановкой, как правило, оказывается ниже стоимости 1 кВт·ч электроэнергии тепловых электростанций средней мощности. На рис. 1-23 показано влияние среднегодовой скорости ветра на величину удельной выработки электроэнергии для двух зна-

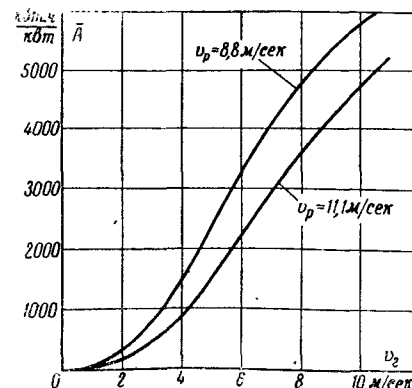


Рис. 1-23. Зависимость между удельной выработанной энергией ВСУ и среднегодовой скоростью ветра.

чений расчетной скорости ветра, предполагая величину расчетной мощности ветродвигателя в обоих случаях одинаковой. Кривые получены Е. Гольдингом (Великобритания) по данным обследования большого количества местностей с различными среднегодовыми скоростями ветра.

1-6. ОПЫТНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО ВЭС В СССР

Конструкторская и научно-исследовательская работа по применению ветроэлектрических установок в СССР в большой и малой энергетике велась параллельно с их опытным строительством.

В 1931 г. в СССР была построена около Балаклавы в Крыму под руководством Н. В. Красовского, В. В. Уткина-Егорова и В. Р. Секторова опытная ВЭС с ветроагрегатом, имевшим ветроколесо диаметром 30 м и асинхронный генератор мощностью 400 кВт (рис. 2-5). ВЭС работала в энергосистеме параллельно с паротурбинной электростанцией до 1941 г., когда она была разрушена при оккупации Крыма. Мощность ветроагрегатов, работавших до этого за границей — в Дании и Германии, — не превышала 50—70 кВт при диаметре ветроколеса 16—24 м, и построенный в СССР ветроагрегат был первым самым крупным по мощности и диаметру ветроколеса [Л. 19].

Опытный агрегат был задуман как модель одного из возможных типов более мощных агрегатов для работы в энергосистемах ветровых районов СССР.

Данные о конструкции ветроагрегата Д-30 приведены в табл. 2-1 и 2-2.

На Балаклавской ВЭС в качестве генератора был использован асинхронный электродвигатель трехфазного тока мощностью 125 л. с., 380/220 в, 600 об/мин (синхронных) с фазным ротором. Генератор развивал номинальную мощность при скольжении 3%. Поскольку схемы ВЭС с асинхронными генераторами ниже не рассматриваются, схема коммутации ВЭС представлена на рис. 1-24. Генератор был соединен через кольцевой токосъемник в блок с повысительным трансформатором 100 кВА, 0,23/6 кВ и присоединен к воздушной линии напряжением 6 кВ. Первоначальный пуск двигателя производился вручную. По достижении синхронной скорости

вращения генератор автоматически подключался к сети с помощью центробежного механизма, контакт которого замыкал цепь катушки электромагнитного контактора 1 л в главной цепи генератора. Для этого был использован небольшой центробежный регулятор от паровой машины, соединенный с одним из валов передачи ветродвигателя, производивший включение генератора с точ-

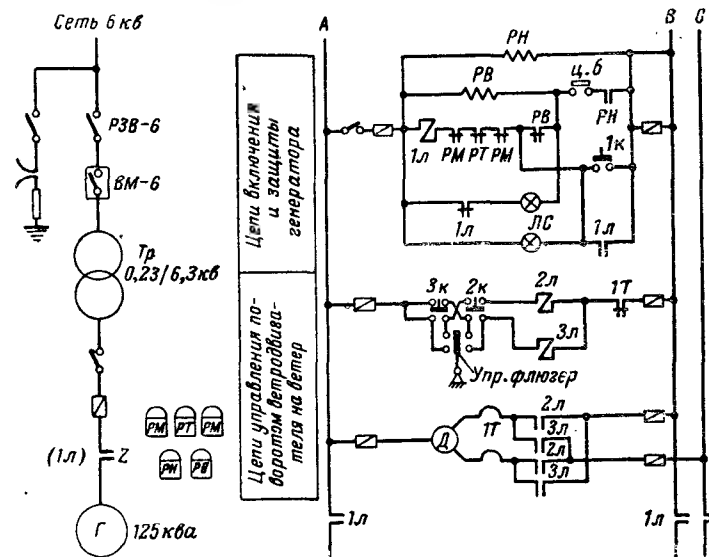


Рис. 1-24. Электрическая схема соединений Балаклавской ВЭС.

ностью около 1% от номинальной скорости вращения. Отключение генератора от сети при падении скорости ветра производилось с помощью реле РМ направления мощности с зависимой характеристикой. В одной фазе была установлена токовая зависимая защита РТ от перегрузки и коротких замыканий, действовавшая на отключение генератора, и реле нулевого напряжения РН от повторного включения генератора в случае снятия напряжения с линии. Для блокировки повторного включения агрегата при действии защиты имеется блокировочное реле РВ. Поворот головки ветродвигателя при изменении направления ветра производился автоматически с помощью управляющего флюгера, включавшего

электродвигатель поворотного механизма. Устройства для компенсации потребления реактивной энергии генератором не требовалось ввиду большой мощности энергосистемы по сравнению с ВЭС.

При эксплуатации ВЭС автоматическое регулирование ветродвигателя большую часть времени использо-

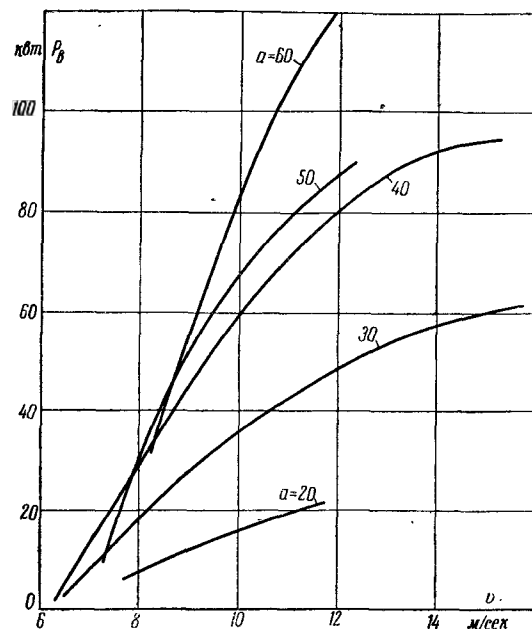


Рис. 1-25. Характеристика мощности на шинах ветроагрегата D-30 при $n = 30$ об/мин.

валось лишь для ограничения скорости вращения агрегата при аварийном сбросе нагрузки. Агрегат не требовал защиты от перегрузки и работал с короткозамкнутым ротором, так как в периоды больших скоростей ветра он переводился на работу по сниженным аэродинамическим характеристикам. Последнее достигалось уменьшением рабочего угла лопастей перед началом такого периода действием вручную на штурвал регулятора.

Опытные характеристики мощности агрегата по скорости ветра $P_b = f(v)$ при разных рабочих углах лопа-

стей, характеризующихся величиной a , положения каретки регулятора даны на рис. 1-25.

Первый опыт работы мощного ветроагрегата в энергосистеме привел к обнадеживающим результатам. Несмотря на несовершенство некоторых узлов ветродвигателя, вызывавшее частый текущий ремонт, за все время

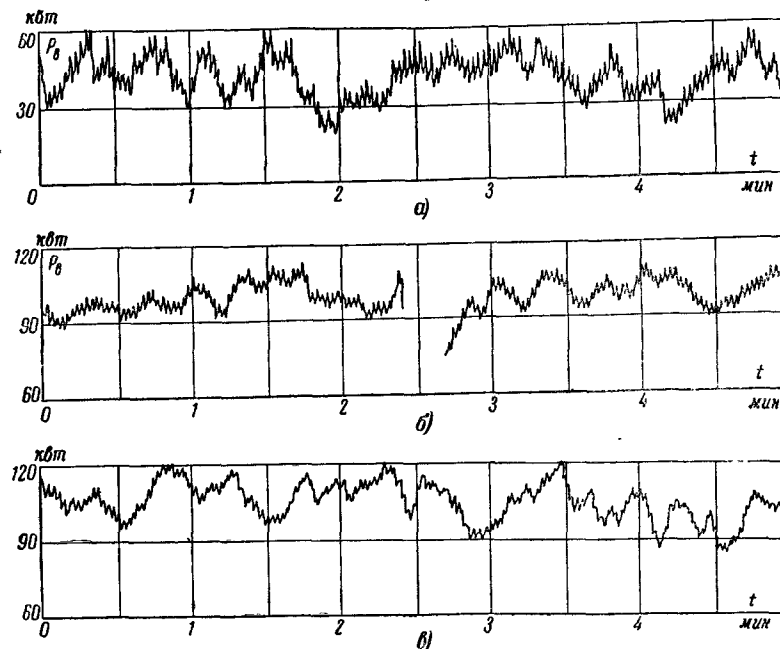


Рис. 1-26. Графики выработки ветроагрегата D-30.
а — при $v_{ср} = 8,5$ м/сек, $P_{ср} = 41$ кВт; б — при $v_{ср} = 10,2$ м/сек, $P_{ср} = 101$ кВт; в — при $v_{ср} = 12$ м/сек, $P_{ср} = 105,5$ кВт.

эксплуатации ВЭС не было ни одной серьезной аварии. Простая система автоматического управления работала также безотказно.

На рис. 1-26 представлены опытные графики выработки ветроагрегата за 5-минутные промежутки времени при различных средних скоростях ветра, показывающие относительно небольшие колебания выработки, характерные для агрегата с асинхронным генератором. Благодаря саморегулированию агрегата и скольжению генератора при изменении нагрузки графики выработки

агрегата при скоростях ветра ниже расчетной (8—10 м/сек) были значительно ровнее, чем можно было ожидать по структуре ветра. При скорости ветра около 12 м/сек на 3-й диаграмме, снятой в зоне регулирования, максимальные колебания выработки не превышали 30%, что по характеристике генератора соответствует изменению скольжения в 1%, т. е. неравномерности $\pm 0,5\%$, тогда как при холостом ходе эта неравномерность при тех же ветровых условиях составляла более $\pm 1,5\%$.

В последнем десятилетии ряд опытных ВЭС был сооружен научно-исследовательскими учреждениями СССР на сельскохозяйственных объектах на базе ветродвигателей типов D-18 и 1D-18, мощностью 25—50 кВт, причем некоторые из них работали в опытной эксплуатации длительные периоды времени [Л. 20]. ВЭС в опытном хозяйстве Запорожского филиала ВИЭСХ на о. Хортице, сооруженная в 1949 г., имела ветроагрегат мощностью 25 кВт с ветродвигателем D-18 универсального исполнения (с вертикальным валом) и синхронным генератором, соединенным с ветродвигателем через электромагнитную муфту (§ 4-5). В процессе опытной эксплуатации ВЭС работала на местную нагрузку сельскохозяйственного участка параллельно с дизельным агрегатом равной мощности.

По той же схеме работало несколько ВЭС с ветродвигателями 1D-18 на МТС в северных областях КазССР, где не имеется других местных энергоресурсов.

В 1956—1958 гг. в Акмолинской области сооружены две изолированные ВЭС на базе ветродвигателей типа D18-CX-3 с генератором, расположенным на головке ветродвигателя, и ветроколесом за башней. Первая ВЭС с одним агрегатом мощностью 50 кВт с синхронным генератором и параллельно работающим дизельным резервом эксплуатируется на удаленной животноводческой ферме колхоза им. Ворошилова (рис. 1-27). Вторая ВЭС мощностью 400 кВт — многоагрегатная — снабжает электроэнергией РТС «Авангард» и центральные усадьбы трех колхозов. ВЭС имеет 12 ветроагрегатов, расположенных на равнине на расстоянии 200—260 м друг от друга, с генераторами постоянного тока мощностью по 40 кВт, 460 в, работающими параллельно с последующим преобразованием постоянного тока в трехфазный при

помощи двух двигатель-генераторов. Преобразователи, равно как и два резервных дизельных агрегата мощностью по 200 кВт, работают параллельно на сборные шины 0,4 кв и далее через трансформатор на отходящие линии напряжением 10 кв. Последняя ВЭС сооружена в основном для изучения условий технической эксплуатации многоагрегатных ВЭС. Экономических выводов из

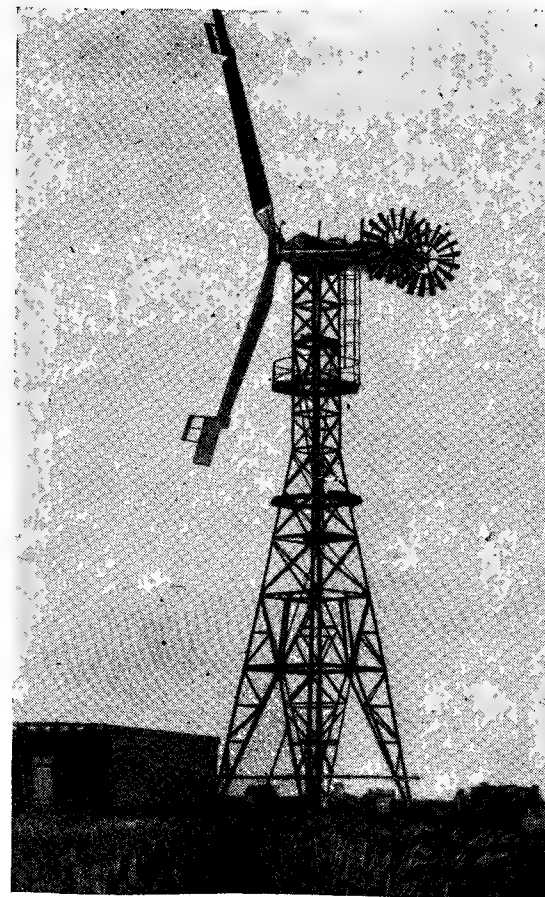


Рис. 1-27. Ветроэлектрическая станция D-18 в колхозе им. Ворошилова Акмолянского района.

практики работы опытных ВЭС сделать еще нельзя, так как пока не найдена достаточно совершенная конструкция двигателей и не установлена их продажная стоимость.

Глава вторая

ВЕТРОДВИГАТЕЛИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

2-1. КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ ВЕТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Конструкция быстроходных крыльчатых ветродвигателей, применяемых в ветроэлектрических установках (ВЭУ), состоит из трех основных узлов: 1) ветроколеса, 2) головки с силовой передачей к генератору и устройством для поворота на ветер и 3) опоры (столб, мачта или башня).

Ветроколесо состоит из двух-трех крыльев и втулки или тройника. К махам крыльев, закрепленным во втулке, крепятся лопасти, поперечное сечение которых имеет обтекаемый профиль. Лопасть по длине обычно имеет крутку. В зависимости от системы регулирования двигателя лопасти могут быть жестко закрепленными или поворотными, или иметь поворотные концы. Обычно лопасти выполняются полыми. Они состоят из деревянного, дерево-металлического или металлического сварного каркаса с поперечными нервюрами и продольными стрингерами и металлической, фанерной или матерчатой обшивки. По большей части поворотные лопасти или поворотные концы лопастей связываются между собой кинематической системой, обеспечивающей одновременность их поворота. Ветроколесо может работать с наветренной стороны опоры ветродвигателя (перед опорой в направлении ветра) или с подветренной стороны ее (за опорой). В последнем случае у конструкций двигателей с поворотными лопастями может быть достигнута некоторая экономия веса вследствие уменьшения вылета ветроколеса от оси башни. Однако такой способ расположения ветроколеса имеет тот недостаток, что лопасти, проходя при каждом обороте в аэродинамической течи башни, работают в неблагоприятных условиях для их прочности, подвергаясь переменной ударной нагрузке.

В зависимости от диаметра ветроколеса, типа генератора и назначения для ветродвигателей ВЭУ могут применяться разные виды регулирования: а) скоростное регулирование с помощью центробежного регулятора прямого или косвенного действия; б) аэродинамическое регулирование и в) регулирование выволом ветроколеса из-под ветра (§ 2-2).

Головка ветродвигателя представляет литую или сварную конструкцию, несущую ветроколесо, силовую передачу к генератору и устройство для поворота головки с ветроколесом на ветер. Если конструкция ветродвигателя предназначена специально для ветроэлектрического агрегата, то на головке обычно размещается также генератор. Головка устанавливается на вершине опоры ветродвигателя на подшипниках.

У ветродвигателей с ветроколесами диаметром до 3 м скорость вращения ветроколеса, допускаемая по условиям прочности, может быть принята достаточно большой для прямого соединения ветроколеса с генератором. При больших диаметрах ветроколеса скорость его вращения бывает для этого недостаточна. В этом случае ветроколесо соединяется с генератором через повышающую механическую передачу, в большинстве случаев представляющую собой одно-двухступенчатый зубчатый редуктор. Если для ВЭУ используется ветродвигатель универсального типа, имеющий вертикальный вал и два редуктора с конической передачей, генератор устанавливается под башней и присоединяется через муфту или клиноременную передачу к выходному валу нижнего редуктора. Последнее расположение генератора позволяет в ветроагрегатах средней мощности устанавливать в случае необходимости между ветродвигателем и генератором инерционный аккумулятор (маховик).

Автоматический поворот головки с ветроколесом на ветер может производиться: а) хвостом, б) виндрозами, в) механизмом, управляемым флюгерным датчиком, г) без специального поворотного устройства путем самонастройки ветроколеса, работающего за опорой.

У ветродвигателей малой мощности поворот головки производится с помощью хвоста, который крепится к головке сзади ветроколеса, перпендикулярно к плоскости вращения последнего. Работая как флюгер, хвост поворачивает головку, следуя за изменением направления

ветра. Для ветродвигателей средней и большой мощности поворот с помощью хвоста не применяется, так как последний получился бы слишком громоздким, а быстрый поворот головки при больших размерах ветроколеса был бы опасен для прочности двигателя вследствие возникновения на махах и валу ветроколеса больших гироскопических сил.

Для поворота головки ветродвигателей средней мощности наибольшее распространение получили виндрозы, представляющие собой многолопастные ветроколеса небольшого диаметра, располагаемые сбоку головки под прямым углом к основному ветроколесу. При отклонении направления ветра от перпендикулярного к плоскости вращения ветроколеса виндроza начинает вращаться под влиянием воздушного потока, направленного под острым углом к плоскости ее вращения. Вращение виндрозы передается с помощью механической передачи на шестерню, находящуюся в зацеплении с зубчатым или цевочным ободом, опоясывающим верхнюю часть башни, что заставляет головку ветродвигателя поворачиваться вокруг оси башни до тех пор, пока плоскость вращения виндрозы не станет вновь параллельной направлению ветра, а ветроколеса — перпендикулярной ему.

У ветродвигателей средней и большой мощности ($D = 30$ м и больше) поворот головки производится электрическим или гидравлическим приводом, управляемым автоматически флюгерным датчиком.

На ветродвигателях небольшой мощности при работе ветроколеса с подветренной стороны опоры поворот головки с ветроколесом на ветер может происходить без специального устройства. В этом случае ветроколесо, благодаря вылету относительно вертикальной оси вращения головки, само работает, как флюгер, устанавливаясь перпендикулярно к направлению ветра за опорой в устойчивом равновесии.

Опора ветродвигателя для ветрозарядных и малых агрегатов выполняется в виде мачты из одного или нескольких деревянных столбов или металлической трубы, устанавливаемой на растяжках. Ветродвигатели средней и большой мощности устанавливаются на стальных решетчатых или железобетонных башнях. Высота опоры выбирается по условиям места установки ветроагрегата и должна обеспечивать на ветроколесе воздуш-

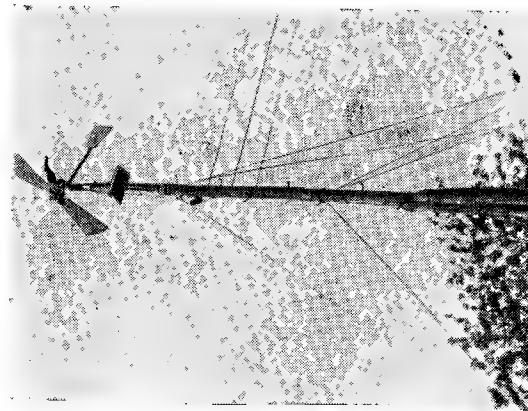
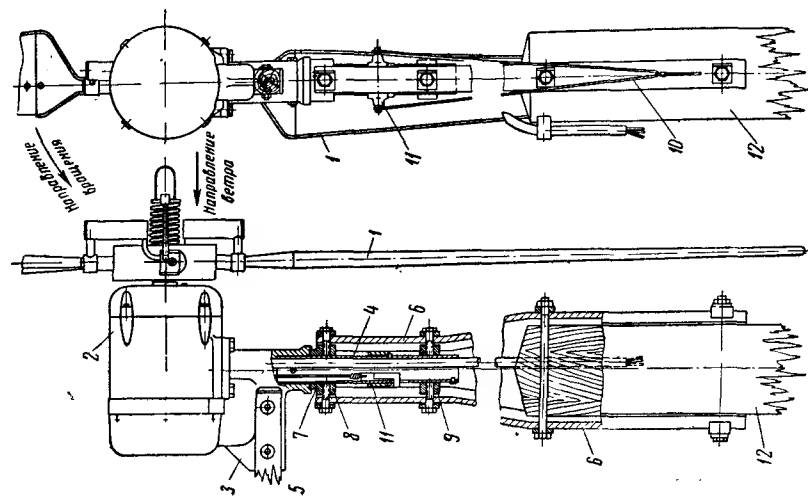


Рис. 2-1. Ветродвигатель D-2 (агрегат ВЭ-2).

1 — лопасть; 2 — генератор; 3 — крошфейн; 4 — опорная труба; 5 — планка хвоста; 6 — стойка; 7 — подпятник; 8 — подшипник; 9 — крепление стойки; 10 — столб опоры; 11 — тормозная муфта; 12 — столб опоры.

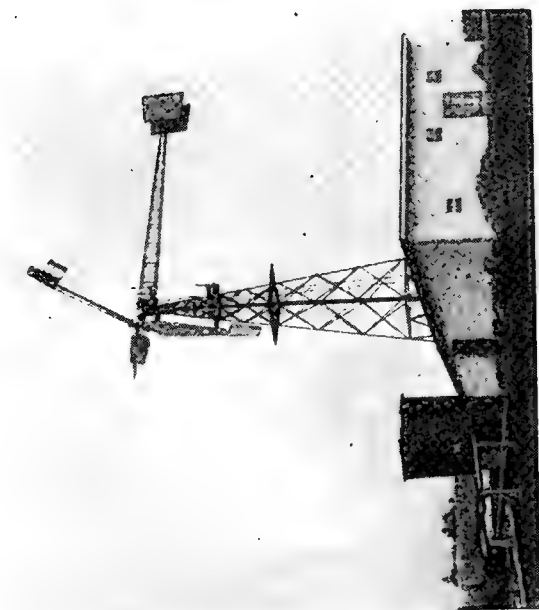


Рис. 2.2. Ветроподъемник Д-12.

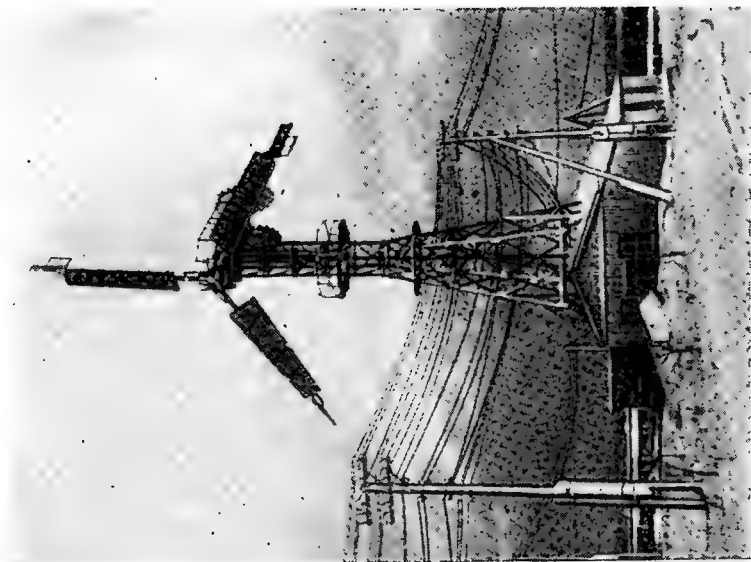


Рис. 2.3. Ветроподъемник Д-18 (ВЭС Д-18).

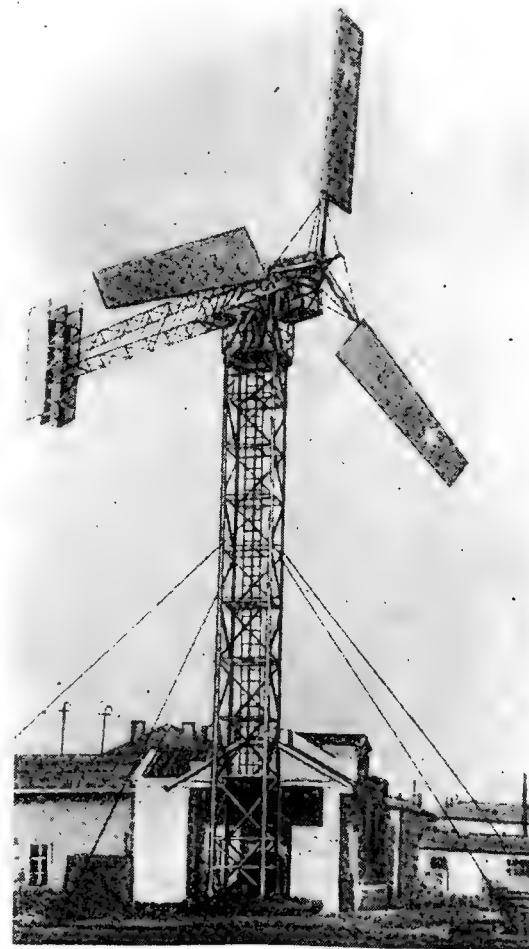


Рис. 2.4. Ветроподъемник Д-18 (ВЭС 1D-18).

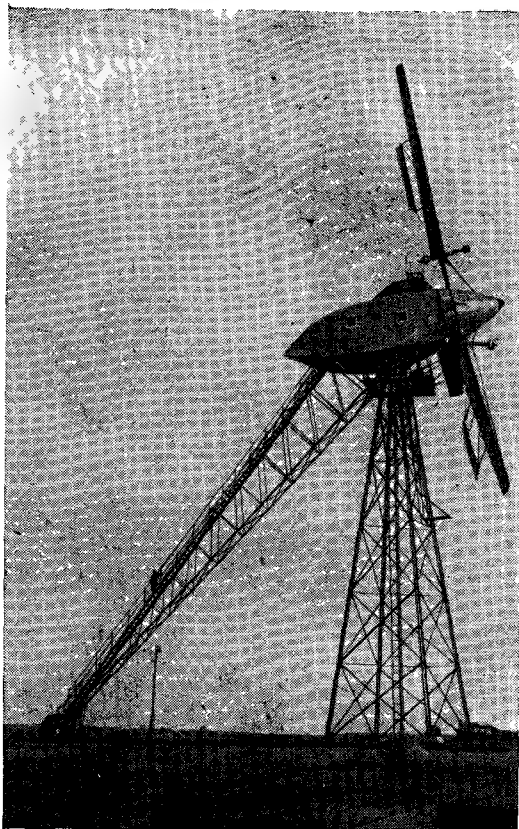


Рис. 2-5. Ветродвиатель D-30 (Балаклавская ВЭС).

ный поток, не искаженный близлежащими предметами или рельефом местности.

К нижней части опоры обычно крепится привод механизма пуска и останова двигателя, который может действовать на регулятор двигателя или создавать механическое торможение вала ветроколеса.

В табл. 2-1 приведены конструктивные данные ветродвигателей, а в табл. 2-2 — технические данные ветроэлектрических установок, используемых в СССР.

Общий вид некоторых ветродвигателей и ветроэлектрических установок дан на рис. 2-1—2-5, а также 3-16, 3-18 и 3-19.

2-2. ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ВЕТРОДВИГАТЕЛЕЙ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ИХ РЕГУЛЯТОРАМ

Ветродвиатели в отличие от тепловых двигателей или гидротурбин работают всегда при переменных внешних условиях, зависящих не только от нагрузки, но и от структуры ветрового потока. Поэтому в эксплуатационных условиях, когда непрерывно меняются как крутящий момент ветродвигателя, так и момент сил сопротивления, ветродвигатель должен быть снабжен автоматически действующим регулятором для регулирования скорости вращения ветроколеса и обеспечения устойчивой работы на заданном режиме.

Регулирование скорости вращения путем воздействия регулятора на крутящий момент применительно к ветродвигателям несколько отличается от обычного, так как источником энергии в данном случае является неуравновешенный природный воздушный поток.

Для ветродвигателя без регулятора зависимость между моментом и скоростью вращения при постоянной величине скорости ветра v представляется рабочей характеристикой ветродвигателя $M_b = f(\omega)$ или $M_b = f(n)$ (§ 1-4).

Свойство двигателя изменять крутящий момент без участия регулятора принято называть самовыравниванием. В том случае, когда увеличение нагрузки сопровождается снижением скорости вращения ветродвигателя, самовыравнивание является положительным. Положительное самовыравнивание придает двигателю ценные качества: оно способствует ускорению процесса регулирования и в значительной степени облегчает работу регуляторов.

При работе ветродвигателя без регулятора момент, развиваемый ветродвигателем, с увеличением скорости ветра может неограниченно расти. Исходя из энергетических соображений и соображений прочности, в районах со среднегодовой скоростью ветра $v_r = 5-6$ м/сек рабочий диапазон скоростей ветра при регулировании для ветродвигателей средней мощности принимается равным 8—20 м/сек. При этом мощность воздушного потока, проходящего через ветроколесо, изменяется почти в 15,5 раз. Это обстоятельство заставляет предъявлять



Рис. 2-5. Ветродвиатель D-30 (Балаклавская ВЭС).

ный поток, не искаженный близлежащими предметами или рельефом местности.

К нижней части опоры обычно крепится привод механизма пуска и останова двигателя, который может действовать на регулятор двигателя или создавать механическое торможение вала ветроколеса.

В табл. 2-1 приведены конструктивные данные ветродвигателей, а в табл. 2-2 — технические данные ветроэлектрических установок, используемых в СССР.

Общий вид некоторых ветродвигателей и ветроэлектрических установок дан на рис. 2-1—2-5, а также 3-16, 3-18 и 3-19.

2-2. ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ВЕТРОДВИГАТЕЛЕЙ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ИХ РЕГУЛЯТОРАМ

Ветродвиатели в отличие от тепловых двигателей или гидротурбин работают всегда при переменных внешних условиях, зависящих не только от нагрузки, но и от структуры ветрового потока. Поэтому в эксплуатационных условиях, когда непрерывно меняются как крутящий момент ветродвигателя, так и момент сил сопротивления, ветродвигатель должен быть снабжен автоматически действующим регулятором для регулирования скорости вращения ветроколеса и обеспечения устойчивой работы на заданном режиме.

Регулирование скорости вращения путем воздействия регулятора на крутящий момент применительно к ветродвигателям несколько отличается от обычного, так как источником энергии в данном случае является неуправляемый природный воздушный поток.

Для ветродвигателя без регулятора зависимость между моментом и скоростью вращения при постоянной величине скорости ветра v представляется рабочей характеристикой ветродвигателя $M_v = f(\omega)$ или $M_v = f(n)$ (§ 1-4).

Свойство двигателя изменять крутящий момент без участия регулятора принято называть самовыравниванием. В том случае, когда увеличение нагрузки сопровождается снижением скорости вращения ветродвигателя, самовыравнивание является положительным. Положительное самовыравнивание придает двигателю ценные качества: оно способствует ускорению процесса регулирования и в значительной степени облегчает работу регуляторов.

При работе ветродвигателя без регулятора момент, развиваемый ветродвигателем, с увеличением скорости ветра может неограниченно расти. Исходя из энергетических соображений и соображений прочности, в районах со среднегодовой скоростью ветра $v_r = 5-6$ м/сек рабочий диапазон скоростей ветра при регулировании для ветродвигателей средней мощности принимается равным 8—20 м/сек. При этом мощность воздушного потока, проходящего через ветроколесо, изменяется почти в 15,5 раз. Это обстоятельство заставляет предъявлять

Конструктивные дан

ные ветродвигателей

ветродвигателей

Конструктивные данные	Типы			
	ВЭ-2	ВЭ-3	ВЭ-5	D-3,5 (выпуск 1953 г.)
1. Диаметр ветроколеса D , м	2	3	5	3,5
2. Число лопастей	2	2	2	2
3. Нормальное число модулей	8	8	8	7
4. Коэффициент использования энергии ветра	0,37	0,37	0,37	0,35
5. Тип профиля лопастей	—	—	—	—
6. Длина поворотной части лопасти	Лопасть цельноповоротная			Лопасть жестко закрепленная
7. Ширина лопасти, мм	80/200	130/310	—	—
8. Максимальная толщина лопасти, мм	34	50	—	—
9. Угол установки лопасти (на 0,8 R) или пределы изменений φ , град	7	7	7	4
10. Расчетная скорость ветра, м/сек	8	8	8	8
11. Мощность на выходном валу ветродвигателя при $v=v_p$, квт	0,3	0,9	2,1	1
12. Расчетная скорость вращения ветроколеса, об/мин	600	410	250	600
13. Расчетная скорость вращения выходного вала, об/мин	—	—	1 000	2 000
14. Наличие вертикального вала	Нет	Нет	Нет	Нет
15. Система регулирования	Центробежное прямое			Эклипс (силой ветра)
16. Неравномерность вращения общая, %	+25	+5	+12	—
17. Система поворота на ветер	Хвост	Хвост	Хвост	Хвост
18. Тип и высота опоры	Деревянный столб 7—20 м	Деревянный столб 7—20 м	Металлическая башня 10 м	Деревянный столб 8 м
19. Момент инерции ветроколеса, кгм·сек ²	—	—	—	—
20. Вес двигателя с опорой, т	—	—	0,9	—
21. Вес двигателя без опоры, т	0,05 с генератором	—	0,4 с генератором	—

D-12	D-18	D-18э	ID-18	D-30 (выпуск 1931 г.)	D-36 (проект 1953 г.)
12 3	18 3	18 3	18 3	30 3	36 3
4,7	4,7	4,7	4,8	4,7	6
0,35 Эсперо	0,36 Эсперо	0,36 Эсперо	0,36 Геттинген 398	0,24 Эсперо	0,4 Эсперо
0,25 R	0,25 R	0,25 R	Лопасть цельноповоротная		—
—	750/1 450	750/1 450	1 130/1 470	1 000/2 100	1 500
—	236	236	245	680	225
7—25	7—25	7—25	5—13,5	—	6 (постоянный)
8	8	10,5	8	11	10,2
11	26	45	26	110	260
60	40	39	40	30	27
360	500	1 500	1 000	640	1 000
Есть	Есть	Нет	Есть	Нет	Нет
Центробежное со стабилизаторами			Аэродинамическое	Центробежное со стабилизаторами	Центробежное с гидropri-водом
—	+12	+12	+18	—	—
Хвост	Виндрозы	Виндрозы	Хвост	Флюгер с электрическим приводом	Виндрозы
Металлическая башня 16 м	Металлическая башня 19,7 м	Металлическая башня 19,7 м	Металлическая башня 19,7 м	Металлическая башня 21 м	Металлическая башня 28 м
—	3 800	—	1 500	40 000	—
4,8	13,6	13,8	14,5	49	35
—	—	—	—	34,5	26

Технические данные ветроэлектрических установок СССР

Характеристика	ВЭ-2	ВЭ-3	D-3,5	ВЭ-5
1. Наименование	Радиосвязь и освещение			
2. Род тока	Постоянный			
3. Установленная мощность генератора, кВт	0,13	0,3	1	1
4. Тип генератора	Синхронный ГП-130 12	Специальный постоянного тока 24	Постоянного тока ГП-1000/24 28	Синхронный ГП-1000 120
5. Напряжение генератора, в	Постоянные магниты 280—750	Параллельное 180—440	Параллельное 890—2 100	Постоянные магниты 405—1 100
6. Система возбуждения генератора	0,52	0,7	0,7	0,72
7. Диапазон рабочих скоростей вращения генератора	Нет	Нет	Вибрационный регулятор РРА-24Ф СТ 128	Нет
8. Коэффициент полезного действия генератора	СТ 54-128	СТ 141	Нет	СТ 128
9. Способ регулирования напряжения	Нет	Нет	Нет	Нет
10. Тип и емкость аккумуляторов, а.ч	0,1	0,14	0,2	0,18
11. Передаточное число ременной передачи	3,8	3,0	6	3,0
12. Общий к. п. д.	8	8	15	8
13. Минимальная рабочая скорость ветра, м/сек	—	—	—	УД-1, D-3/2
14. Расчетная скорость ветра, м/сек	Выпрямитель селеновый	—	—	Трансформатор 120/26 в, выпрямитель
15. Тип резервного теплового двигателя				
16. Преобразователи и трансформаторы				

Продолжение табл. 2.2

(ТВ-8,D 12)	ВЭС D-12	ВЭС D-18	ВЭС D-18э	ВЭС ID-18	ВЭС D-30	ВЭС D-36 (проект)
1 Освещение и механическая нагрузка	Изолированное энергоснабжение и параллельная работа с ГЭС					
2 Постоянный	Трехфазный					
3 1,5	Освещение и радиосвязь					
4 Постоянного тока Г-731	8	24	42	24	100	Трехфазный
5 28	Постоянного тока ГП-100 или МП-510	Синхронный СГК-30/6	Постоянного тока ГП-290 (или трехфазный 400/230 в)	Синхронный СГК-30/6	Асинхронный D-125/600	~250
6 1 300—3 500	130—230	400/230	460	400/230	230	—
7 0,7	Параллельное 900—1 200	Возбудитель 900—1 100	Независимое 1 200—1 650	Возбудитель 900—1 100	От сети 600—620	—
8	0,82	0,86	0,89	0,86	0,91	—
9 Вибрационный регулятор РРТ-30	Угольный регулятор	Вибрационный регулятор АВРН-3	Угольный регулятор РУН-131	Вибрационный регулятор АВРН-3	—	—
10 СТ 128	C-8, C-10	Нет	Нет	Нет	Нет	—
11 1:7—1:14	1:4	1:2,1	Нет	Нет	Нет	—
12 —	0,25	0,26	—	0,26	0,2	—
13 4—5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	6,0	—
14 6—7	8	8,6	10,2	8,4	10,2	—
15 —	ЛТ-3,6, ЛТ-13	D-54 CMD-44	У-14 (дизель I-D-12 с генератором 200 кВт) на 6 агрегатов D-18	D-54, CMD-55	—	—
16 —	—	—	Двигатель генератор 125 кВт на 4 агрегата D-18	—	Трансформатор 0,23/6,3 кв	—

к регуляторам ветродвигателей ряд специфических требований.

Чтобы воспрепятствовать росту крутящего момента выше номинального (расчетного) значения при номинальной (расчетной) скорости вращения и тем самым избежать значительных перегрузок ветродвигателя, необходимо либо пропускать излишки энергии ветра мимо ветроколеса, либо создавать на ветроколесе добавочное аэродинамическое сопротивление. Оба принципа могут быть

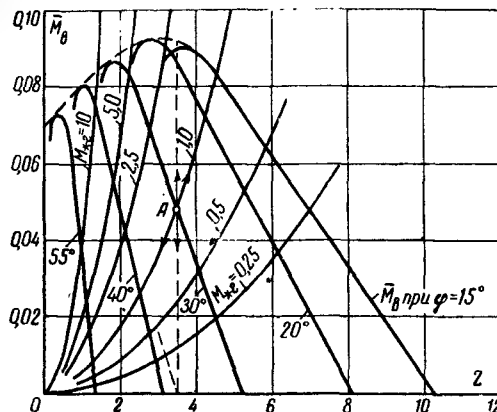


Рис. 2-6. Аэродинамические характеристики быстроходного ветродвигателя с цельноповоротными лопастями.

положены в основу регулирования ветродвигателей. Пропускать излишки энергии ветра мимо ветроколеса можно поворотом лопастей или их концов в сторону увеличения угла установки, выводом ветроколеса из-под ветра, уменьшением рабочей площади ветроколеса за счет наклона лопастей по потоку и т. д. Вводить добавочное аэродинамическое сопротивление возможно установкой на лопастях различных систем клапанов, жалюзи, форток и др.

Для ветроэлектрических агрегатов наибольшее распространение получило регулирование ветродвигателей поворотом лопастей или их концов.

В качестве примера на рис. 2-6 приведены отвлеченные аэродинамические характеристики быстроходного ветродвигателя при регулировании поворотом лопастей. Закономерное смещение моментных характеристик в сторону уменьшения числа модулей при увеличении угла установки показывает, что, поворачивая лопасти

(или их концы), можно заставить ветродвигатель работать в широком диапазоне изменения скорости ветра при постоянном значении скорости вращения ветроколеса.

Для оценки перегрузочной способности ветродвигателя при работе на режимах регулирования нанесем кривые, характеризующие его работу при номинальной скорости вращения, но с различной величиной постоянно присоединенной нагрузки. Момент сопротивления, создаваемый генератором, представим так же, как и крутящий момент ветродвигателя в отвлеченных величинах, т. е.

$$\bar{M}_g = \frac{M_g}{\rho \pi R^3 \frac{v^2}{2}}.$$

Но так как $v = \frac{\omega R}{Z}$, это выражение можно записать в следующем виде:

$$\bar{M}_g = \frac{2M_g}{\rho \pi R^3 \omega^2} Z^2 = k_g \bar{M}_g Z^2.$$

Таким образом, задавая M_g различные постоянные значения, можно построить семейство параболических кривых, представляющих собой отвлеченные характеристики нагрузки генератора. Характеристику нагрузки, соответствующую номинальному значению крутящего момента, примем за единицу $M_{g*} = 1$.

Пусть быстроходный ветродвигатель, имеющий регулятор скорости вращения и регулирующийся поворотом лопастей, работает на режиме $Z = 3,5$ (точка A). Рассмотрим действие регулятора, вызванное в одном случае изменением момента нагрузки при постоянной скорости ветра, в другом — изменением скорости ветра при постоянном моменте нагрузки. В целях упрощения рассуждений будем считать, что регулирование скорости вращения происходит без статической ошибки.

В первом случае при уменьшении момента нагрузки точка A, характеризующая режим работы ветродвигателя, будет перемещаться вертикально вниз, так как при $v = \text{const}$ число модулей должно сохраниться постоян-

¹ Здесь и в дальнейшем относительные значения моментов в отличие от отвлеченных величин будем обозначать звездочкой $M_* = \frac{M}{M_H}$.

к регуляторам ветродвигателей ряд специфических требований.

Чтобы воспрепятствовать росту крутящего момента выше номинального (расчетного) значения при номинальной (расчетной) скорости вращения и тем самым избежать значительных перегрузок ветродвигателя, необходимо либо пропускать излишки энергии ветра мимо ветроколеса, либо создавать на ветроколесе добавочное аэродинамическое сопротивление. Оба принципа могут быть

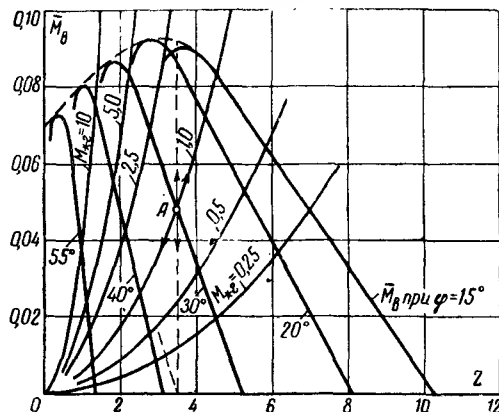


Рис. 2-6. Аэродинамические характеристики быстрогоходного ветродвигателя с цельноповоротными лопастями.

положены в основу регулирования ветродвигателей. Пропускать излишки энергии ветра мимо ветроколеса можно поворотом лопастей или их концов в сторону увеличения угла установки, выводом ветроколеса из-под ветра, уменьшением рабочей площади ветроколеса за счет наклона лопастей по потоку и т. д. Вводить добавочное аэродинамическое сопротивление возможно установкой на лопастях различных систем клапанов, жалюзи, фортоков и др.

Для ветроэлектрических агрегатов наибольшее распространение получило регулирование ветродвигателей поворотом лопастей или их концов.

В качестве примера на рис. 2-6 приведены отвлеченные аэродинамические характеристики быстрогоходного ветродвигателя при регулировании поворотом лопастей. Закономерное смещение моментных характеристик в сторону уменьшения числа модулей при увеличении угла установки показывает, что, поворачивая лопасти

(или их концы), можно заставить ветродвигатель работать в широком диапазоне изменения скорости ветра при постоянном значении скорости вращения ветроколеса.

Для оценки перегрузочной способности ветродвигателя при работе на режимах регулирования нанесем кривые, характеризующие его работу при номинальной скорости вращения, но с различной величиной постоянно присоединенной нагрузки. Момент сопротивления, создаваемый генератором, представим так же, как и крутящий момент ветродвигателя в отвлеченных величинах, т. е.

$$\bar{M}_{г*} = \frac{M_{г}}{\rho \pi R^3 \frac{v^2}{2}}.$$

Но так как $v = \frac{\omega R}{Z}$, это выражение можно записать в следующем виде:

$$\bar{M}_{г*} = \frac{2M_{г}}{\rho \pi R^3 \omega^2} Z^2 = k_{г} \bar{M}_{г} Z^2.$$

Таким образом, задавая $M_{г}$ различные постоянные значения, можно построить семейство параболических кривых, представляющих собой отвлеченные характеристики нагрузки генератора. Характеристики нагрузки, соответствующую номинальному значению крутящего момента, примем за единицу $M_{г*} = 1^1$.

Пусть быстроходный ветродвигатель, имеющий регулятор скорости вращения и регулирующийся поворотом лопастей, работает на режиме $Z = 3,5$ (точка А). Рассмотрим действие регулятора, вызванное в одном случае изменением момента нагрузки при постоянной скорости ветра, в другом — изменением скорости ветра при постоянном моменте нагрузки. В целях упрощения рассуждений будем считать, что регулирование скорости вращения происходит без статической ошибки.

В первом случае при уменьшении момента нагрузки точка А, характеризующая режим работы ветродвигателя, будет перемещаться вертикально вниз, так как при $v = \text{const}$ число модулей должно сохраниться постоян-

¹ Здесь и в дальнейшем относительное значение моментов в отличие от отвлеченных величин будем обозначать звездочкой $M_* = \frac{M}{M_H}$.

ным, и поэтому регулятор должен увеличивать угол установки лопастей. При увеличении момента нагрузки точка *A* будет перемещаться вертикально вверх, и регулятор должен уменьшать угол установки лопастей.

Во втором случае с изменением скорости ветра при постоянном моменте нагрузки точка *A* будет перемещаться по параболе $M_{*r} = 1$ вниз или вверх в зависимости от того, увеличивается или уменьшается скорость ветра. Регулятор при этом должен соответственно поворачивать лопасти на больший или меньший угол. Практически могут быть и такие случаи, когда одновременно меняются и момент нагрузки и скорость ветра.

При изменении режима работы в сторону уменьшения числа модулей степень возможной перегрузки увеличивается. Перегрузка будет тем меньше, чем ближе лежит огибающая аэродинамических характеристик ветродвигателя при различных углах установки лопастей к кривой $M_{*r} = 1$, характеризующей его работу при номинальной скорости вращения и номинальном моменте нагрузки.

Возможная максимальная перегрузка ветродвигателя в случае регулирования поворотом концов лопастей обычно значительно меньше, чем при регулировании поворотом самих лопастей.

Основные элементы самого регулятора при любом способе регулирования ветродвигателя (поворотные лопасти или их концы, механизмы поворота и т. д.) должны являться составной частью механизмов пуска и останова. Таким образом, принципиальная кинематическая схема всего ветродвигателя определяется в основном выбранным типом регулирования.

Регуляторы быстроходных ветродвигателей строятся главным образом на принципе регулирования по скорости вращения, при котором командой для действия регулятора является отклонение скорости вращения ветроколеса от ее номинального значения. В этом случае регулятор наиболее просто komponуется с ветроколесом.

При регулировании посредством поворота лопастей (или их концов) регулирующим органом являются сами лопасти (или их концы). В качестве чувствительного элемента, воспринимающего отклонение скорости вращения, обычно применяют центробежные регуляторы с пружинной специальной конструкции.

Одна из простейших принципиальных схем такого регулятора показана на рис. 2-7. При любом изменении скорости вращения ветроколеса под действием какого-либо внешнего возмущения центробежные грузы регулятора 1, жестко связанные с лопастями ветроколеса 2, преодолевая сопротивление пружины 3, поворачивают лопасти (или их концы) в сторону увеличения или уменьшения угла их установки φ , в результате чего ветродвигатель переводится на новый установившийся режим работы. Настройка регулятора на определенное значение регулируемой величины

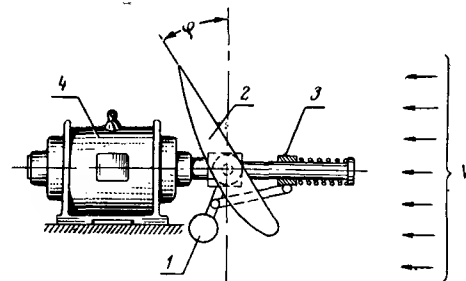


Рис. 2-7. Принципиальная схема центробежного регулирования.

производится при помощи соответствующей затяжки пружины 3.

Внешним возмущающим воздействием может быть либо изменение нагрузки со стороны генератора 4, либо изменение скорости ветра *v*. Первое оказывает внешнее воздействие только на двигатель, а второе—одновременно на двигатель и регулятор, так как внезапное изменение скорости ветра, с одной стороны, нарушает равномерность притока энергии к двигателю, а с другой—оказывает непосредственное силовое воздействие на регулирующий орган, а через него и на чувствительный элемент.

Регулирование, осуществляемое по схеме рис. 2-7, называется прямым, так как необходимая для перестановки регулирующего органа работа выполняется самим чувствительным элементом, без привлечения добавочного источника энергии. Очевидно, прямое регулирование

может быть осуществлено только тогда, когда чувствительный элемент способен развить мощность, достаточную для оказания необходимого воздействия на регулирующий орган. Между тем расчеты показывают, что при регулировании быстроходных ветродвигателей поворотом лопастей (или их концов) воздействие на регулирующий орган требует затраты значительной мощности.

При повороте лопастей (или их концов) приходится преодолевать момент сопротивления, который складывается из момента трения в опорах отдельных механизмов регулятора и момента от аэродинамических и центробежных сил, действующих на лопасти при их вращении. Момент сопротивления повороту лопастей увеличивается с увеличением размера ветродвигателя. В ветродвигателях средней мощности с диаметром ветроколеса $D \approx 18-20$ м он может достигать уже величины порядка $250 \text{ кГ} \cdot \text{м}$. При этом для обеспечения скорости поворота лопастей хотя бы в 10 град/сек требуется мощность не менее $0,6 \text{ л. с.}$ Делать чувствительный элемент регулятора, который мог бы развивать такую мощность, нецелесообразно из-за громоздкости и сложности его выполнения. Поэтому в ветродвигателях средней и большой мощности приходится применять регуляторы непрямого действия, устанавливая между чувствительным элементом и регулирующим органом какой-либо усилитель.

Это приводит к значительному усложнению конструкции как регулятора, так и ветродвигателя в целом.

Рассмотрим, какие имеются возможности для снижения величины момента сопротивления повороту лопастей, а следовательно, и мощности регулятора для осуществления прямого регулирования.

Момент трения всегда противодействует движению лопасти, поэтому присутствие трения вызывает, с одной стороны, увеличение мощности регулятора, а с другой — ухудшение качества регулирования. Величина момента трения в значительной степени зависит от конструктивного выполнения самого регулятора.

Момент от аэродинамических сил стремится повернуть лопасти относительно центра давления¹. При малых положительных углах атаки расстояние между

центром давления и передней кромкой у большинства профилей составляет приблизительно $40-45\%$ от длины хорды. По мере увеличения угла атаки центр давления перемещается к передней кромке профиля. Наименьшее расстояние от передней кромки центр давления занимает при угле атаки, близком к критическому; оно равно в этом случае примерно $25-30\%$ от длины хорды. При переходе за критический угол атаки центр давления на-

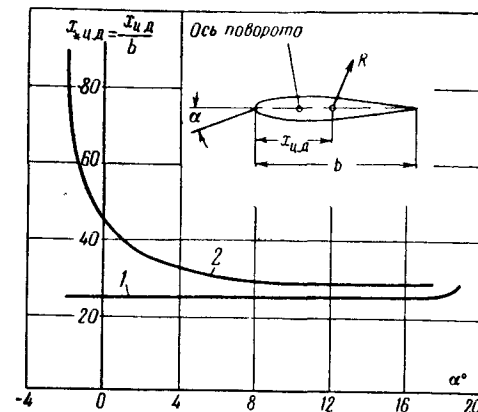


Рис. 2-8. Изменение положения центра давления в зависимости от угла атаки.

чинает медленно перемещаться назад и при $\alpha \approx 90^\circ$ совпадает с серединой хорды профиля. В этом случае подъемная сила равна нулю, и профиль испытывает только лобовое сопротивление.

Величина перемещения центра давления в большой степени зависит от формы профиля. Наибольшее перемещение имеет место у профилей с вогнутым основанием (особенно при большой относительной толщине), наименьшее — у профилей, близких к симметричным. У симметричных профилей центр давления почти не меняет своего положения при изменении угла атаки и находится от передней кромки на расстоянии, приблизительно равном 25% хорды.

На рис. 2-8 показано изменение положения центра давления $x_{ц.д.}$ в зависимости от угла атаки α° для двух профилей: симметричного 1, у которого хорда совпадает

¹ Центром давления называется точка пересечения линии действия полной аэродинамической силы с хордой профиля лопасти.

со средней линией профиля, и несимметричного 2, имеющего выпуклую (лежащую по одну сторону хорды) среднюю линию. Если известны аэродинамические характеристики профиля $c_y = f(\alpha)$ и $m_z = f(\alpha)$ или $m_z = f(c_y)$, то положение центра давления на рабочих углах атаки может быть подсчитано по приближенной формуле:

$$x_{ц.д} = \frac{m_z}{c_y} = \frac{m_0}{c_y} + \frac{dm_z}{dc_y},$$

где m_0 — значение момента при $c_y = 0$.

Из сказанного следует, что изменяя расстояние между осью поворота и центром давления, можно уменьшать или увеличивать момент, действующий на лопасти от аэродинамических сил.

Момент от центробежных сил лопасти противодействует аэродинамическому моменту, стремясь совместить ее плоскость с плоскостью вращения ветроколеса. Его величина при одних и тех же углах установки лопастей определяется величиной центробежного момента инерции лопасти, которая зависит от массы лопасти и расположения оси ее поворота относительно передней кромки.

Возможность менять соотношение и величины моментов от аэродинамических и центробежных сил для различных углов установки лопастей (или их концов) позволяет осуществлять следующие две принципиально отличные друг от друга схемы прямого регулирования, получившие широкое распространение в практике ветроиспользования.

Применяя симметричные или специально изогнутые профили и совмещая ось поворота лопасти с центром давления, момент от аэродинамических сил можно свести к нулю. Тогда активными силами регулирования будут являться только центробежные силы центробежных грузов регулятора, которые создают момент, поворачивающий лопасти в сторону увеличения угла установки. Силами сопротивления в этом случае являются: упругость пружины регулятора, силы трения и центробежные силы лопастей. Момент сопротивления повороту лопастей при регулировании здесь получается минимально возможным, поэтому в большинстве случаев легко решается вопрос создания простой и надежной конструк-

ции регулятора, обеспечивающего прямое регулирование. Такое регулирование принято называть центробежным регулированием, поскольку активными силами являются центробежные силы регулятора.

Центробежное регулирование получило широкое распространение для ветроэлектрических агрегатов небольшой мощности с диаметром ветроколеса не более 5 м. Известно большое количество конструктивных схем центробежного регулирования, например, схемы В. П. Панкратова, Г. Х. Сабинаина, Е. М. Фатеева и В. С. Шаманина и др. В настоящее время наша промышленность выпускает ветроэлектрические агрегаты ВЭ-2 и ВЭ-5 с центробежным регулированием, разработанные в ЦАГИ под руководством проф. Г. Х. Сабинаина.

Уменьшение момента аэродинамических сил за счет сокращения расстояния между осью поворота лопасти и центром давления сильно уменьшает величину аэродинамического демпфирования, в результате чего динамическая устойчивость при таких схемах прямого регулирования достигается только за счет наличия сухого трения в механизмах регулятора. Это является основной причиной, ограничивающей область применения прямого центробежного регулирования.

Принимая во внимание, что моменты от аэродинамических сил всегда стремятся повернуть лопасти на больший угол, прямое регулирование может быть осуществлено за счет использования аэродинамических сил в качестве активных сил регулирования.

Такое регулирование в отличие от центробежного будем называть аэродинамическим. Принципиальная схема аэродинамического регулятора показана на рис. 2-9. При вращении ветроколеса усилие от моментов, поворачивающих лопасти 1 относительно своих осей, посредством системы шарнирно соединенных рычагов 2 передается на муфту 3 регулятора, скользящую по валу ветроколеса. С другой стороны муфта связана тросом через специальный механизм 4, имеющий переменное передаточное отношение, со свободно подвешенным грузом G.

Если скорость ветра становится выше расчетной, возникающие на лопастях аэродинамические моменты, преодолевая моменты от центробежных сил и регулирующего груза, будут выводить лопасти в сторону увеличения угла их установки, пропуская мимо себя излишки энер-

гии ветра. При скорости ветра ниже расчетной регулирующий груз вместе с центробежными силами будут создавать на лопастях моменты, превышающие моменты от аэродинамических сил, в результате чего лопасти будут удерживаться на упоре в рабочем положении. Надежный ввод лопастей во флюгерное положение обеспечивается пружиной 5. Как видим, в данном случае момент сопротивления повороту лопастей при регулирова-

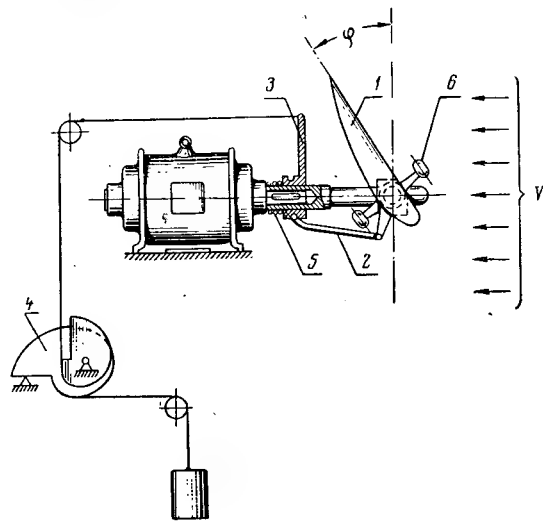


Рис. 2-9. Принципиальная схема аэродинамического регулирования.

нии образуют центробежные силы лопастей и силы от регулирующих грузов и трения. Уменьшить момент сопротивления здесь возможно за счет полной компенсации центробежных сил лопастей, что осуществляется путем закрепления на лопастях компенсирующих грузов 6.

При таком способе регулирования лопасти ветроколеса являются одновременно и чувствительным элементом и регулирующим органом.

В данном случае чувствительный элемент в равной мере реагирует как на отклонение скорости вращения, так и на изменение скорости воздушного потока. Стремление к увеличению активного момента при регулировании заставляет располагать ось поворота лопасти на

наибольшем расстоянии от центра давления, что увеличивает аэродинамическое демпфирование и тем самым способствует повышению динамической устойчивости регулятора. В данном случае аэродинамическое демпфирование делает систему прямого регулирования устойчивой даже без учета сухого трения. В этом заключается одно из основных преимуществ схемы аэродинамического регулирования.

Аэродинамическое регулирование применяется, как правило, в ветродвигателях средних размеров с диаметром ветроколеса до 20 м. Однако оно может быть использовано и для более крупных ветродвигателей. Ветродвигатели с таким регулированием широко распространены за границей, особенно в Голландии. В 1931 г. изобретатель А. Г. Уфимцев на основе расчетов проф. В. П. Ветчинкина построил в Курске опытную ВЭС с ветродвигателем 1D-10 с аэродинамическим регулированием. Позднее, используя опыт работы Курской ВЭС, в ЦАГИ под руководством проф. В. П. Ветчинкина была разработана по той же схеме конструкция ветродвигателя 1D-18.

Из схем непрямого регулирования широкое распространение в нашей стране получила оригинальная схема центробежного регулирования стабилизаторами (аэродинамическими усилителями), расположенными на некотором расстоянии за поворотными лопастями или их концами (такое регулирование в ветротехнике называется стабилизаторным). Авторами его являются проф. Г. Х. Сабинин и Н. В. Красовский. На рис. 2-10 приведена принципиальная схема быстроходного ветродвигателя со стабилизаторным регулированием. Лопасть ветродвигателя 1 может свободно вращаться вокруг оси маха 2. Сзади к лопасти прикреплен стабилизатор 3, благодаря которому лопасть подобно флюгеру устанавливается под определенный угол относительно направления скорости ветра. Величина угла определяется углом установки стабилизатора по отношению к лопасти. Стабилизатор при помощи системы тяг 4, идущих от рычага управления 5, может поворачиваться вокруг своей оси. Если поставить стабилизатор под некоторый угол к направлению скорости ветра, на нем возникнет аэродинамическая сила, которая повернет лопасть (или ее конец) на определенный угол, и ветродвигатель начнет вращаться. Далее скорость вращения регулируется автоматиче-

ски. Когда она превысит номинальное значение, центробежный груз регулятора 6 переместится вверх и тем самым изменит угол стабилизатора. Изменение угла стабилизатора относительно лопасти нарушит их аэродинамическое равновесие, в результате чего лопасть повернется в сторону увеличения угла установки, уменьшая при этом скорость вращения. Такой процесс будет происходить до тех пор, пока скорость вращения не достигнет своего номинального значения. Настройка регулятора осуществляется при помощи пружины 7.

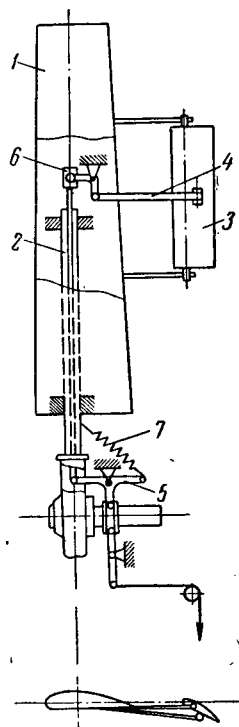


Рис. 2-10. Принципиальная схема стабилизаторного регулятора.

Первый опытный ветроэлектрический агрегат мощностью 100 кВт (§ 1-6) имел стабилизаторное регулирование путем поворота всей лопасти. Позднее рядом научно-исследовательских и проектно-конструкторских организаций: ЦВЭИ, ВИМЭ, ГУСМП и ЦНИЛВ, были отработаны конструкции ветродвигателей D-12 и D-18 со стабилизаторным регулированием путем поворота конца лопастей. Ветродвигатели D-12 уже свыше 10 лет выпускаются нашей промышленностью и успешно работают, ветродвигатель D-18 выпускается опытными сериями.

За границей ветроэлектрические агрегаты средней и большой мощности в основном строятся с гидравлическими регуляторами непрямого действия с применением различного рода стабилизирующих устройств и чувствительных элементов, реагирующих как на отклонение скорости вращения, так и на скорость ее отклонения (ускорение) (гл. 6).

Основные требования, предъявляемые к любым системам регулирования ветродвигателей ВЭС, следующие: Регулятор должен обеспечивать устойчивость процесса регулирования и отсутствие медленно затухающих

колебаний. При работе ветроагрегата с синхронным генератором параллельно с системой на сеть, нагрузка которой превышает номинальную мощность ветроагрегата, ветродвигатель, помимо регулятора скорости вращения, должен иметь регулирование, ограничивающее крутящий момент на ветроколесе при увеличении скорости ветра сверх расчетной.

Кроме того, ко всем регуляторам ветродвигателей предъявляются требования эксплуатационной надежности, компактности, удобства размещения на двигателе и дешевизны изготовления.

2-3. СТАТИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ

Пригодность ветродвигателя (в качестве первичного двигателя) ветроэлектрического агрегата оценивается в первую очередь его статическими характеристиками. Особо важное значение они имеют для ветродвигателей, которые должны использоваться при совместной работе с другими типами первичных двигателей.

В силу специфических особенностей ветровой энергии статические характеристики ветродвигателя приходится представлять в виде зависимости скорости вращения не только от величины нагрузки, но и от скорости ветра. Таким образом, для ветродвигателей статические характеристики представляют собой ряд кривых, характеризующих изменение средней скорости вращения в зависимости от скорости ветра при разной постоянной нагрузке. Статические характеристики ветродвигателя могут быть получены опытным или расчетным путем. Построение статических характеристик расчетным путем основано на анализе статики регулирования ветродвигателя.

Статическое состояние ветродвигателя при данной скорости ветра определяется двумя уравнениями:

$$M_b = M_r, \quad (2-1)$$

$$M_p - M_{ц.р} = M_a - M_{ц}, \quad (2-2)$$

где

M_b — движущий момент ветродвигателя;

M_r — момент сопротивления, создаваемый, например, генератором;

M_p и $M_{ц.р}$ — моменты от позиционных и центробежных сил регулятора, поворачивающие лопасть относительно ее оси;

M_a и $M_{ц}$ — моменты от аэродинамических и собственных центробежных сил, поворачивающие лопасть относительно ее оси.

Моменты M_b , M_a , $M_{ц}$, входящие в эти уравнения, определяются по формулам (1-44) — (1-46) (см. § 1-3), а M_p и $M_{ц.р}$ — выбранным типом регулятора.

Уравнение (2-1) представляет собой условие равновесия между движущим моментом ветродвигателя и моментом нагрузки, уравнение (2-2) — условие равновесия регулятора и лопасти в относительном движении.

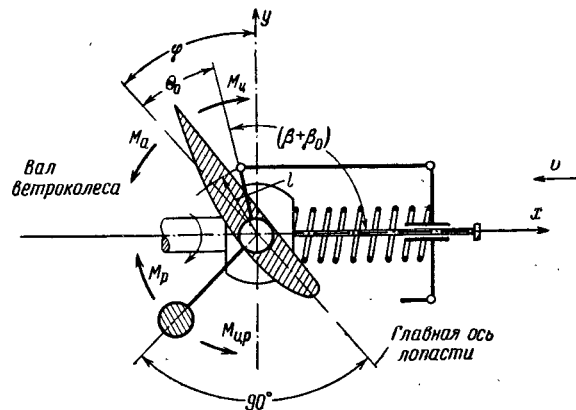


Рис. 2-11. Кинематическая схема центробежного регулятора ГС-4.

Решая совместно уравнения (2-1) — (2-2), можно установить взаимосвязь между величинами: M , ω и v и построить статические характеристики ветродвигателя с данным регулятором.

Центробежное регулирование. На рис. 2-11 показана кинематическая схема центробежного регулятора типа ГС-4, по которой выполнены регуляторы ветроэлектрических агрегатов ВЭ-2, ВЭ-3, ВЭ-5.

В § 2-2 указывалось, что в схемах центробежного регулирования повышение работоспособности регулятора достигается за счет уменьшения величины аэродинами-

ческого момента. Поэтому в целях упрощения расчетов положим, что $M_a = 0$. Тогда уравнение (2-2) можно записать в виде:

$$M_p = M_{ц.р} - M_{ц}. \quad (2-3)$$

Момент центробежных сил центробежного груза регулятора равен:

$$M_{ц.р} = \frac{1}{2} J_{гр} \omega^2 \sin 2(90 - \varphi), \quad (2-4)$$

где $J_{гр}$ — момент инерции центробежного груза регулятора относительно оси лопасти.

Момент сил упругости пружины, приведенный к оси лопасти, приближенно может быть подсчитан по формуле

$$M_p = \frac{k}{i} \{a + l [\cos \beta_0 - \cos (\varphi + \nu_0)]\} l \sin (\varphi + \nu_0), \quad (2-5)$$

где k — коэффициент жесткости пружины;

a — величина, характеризующая предварительное сжатие пружины;

l — длина кривошипа механизма регулятора;

i — число лопастей;

$$\nu_0 = (\beta_0 - \varphi_0) = (90 - \theta_0);$$

φ_0 — начальный угол установки лопастей;

β_0 — начальный угол положения кривошипа регулятора.

Подставляя (2-4), (2-5) и (1-46) в (2-3), после некоторых преобразований получим:

$$\frac{k}{i} \{a + l [\cos \beta_0 - \cos (\varphi + \nu_0)]\} l \sin (\varphi + \nu_0) = \frac{1}{2} (J_{гр} - J_{л}) \omega^2 \sin 2\varphi. \quad (2-6)$$

Для данной конструкции ветродвигателя расчет регулятора сводится к определению коэффициента жесткости пружины k и величины ее предварительного сжатия a .

Значения k и a определяются, если знать значения параметров θ_0 , φ_0 , β_0 , $J_{гр}$, $J_{л}$. Для этого в выражение (2-6) подставляют значения φ и ω , соответствующие начальному и конечному этапу регулирования, в резуль-

тате получают два простых уравнения с двумя неизвестными k и a .

Решая равенство (2-6) относительно ω и принимая во внимание, что $\omega = \frac{\pi n}{30}$, получим функциональную зависимость

$$n = \frac{30}{\pi} \sqrt{\frac{2k \{a + l [\cos \beta_0 - \cos (\varphi + \mu_0)]\} l \sin (\varphi + \mu_0)}{i (J_{гр} - J_n) \sin 2\varphi}}, \quad (2-7)$$

которая позволяет по заданным параметрам регулятора определить характер изменения скорости вращения в зависимости от угла установки лопастей.

Используя отвлеченные аэродинамические характеристики, можно рассчитать и построить статические характеристики, ведя расчет в следующем порядке.

По формуле (2-7) подсчитывают скорость вращения ветроколеса для тех углов φ , для которых построены отвлеченные аэродинамические характеристики $\bar{M}_B(Z, \varphi)$. Затем, задаваясь различными значениями числа модулей Z и используя известные соотношения:

$$Z = \frac{\pi R n}{30v}, \quad M_B = \pi R^3 \frac{v^2}{2} \bar{M}_B,$$

$$P_B = \frac{M_B n}{975},$$

определяют по каждой отвлеченной характеристике соответствующее значение скорости ветра v , момента M_B и мощность P_B . На основании данных расчета строят диаграмму в виде кривых $P = f(v)$ для различных значений скорости вращения, а затем статические характеристики ветродвигателя $n = f(v)$ для ряда значений $P_B = \text{const}$.

На рис. 2-12 приведена серия кривых $P = f(v)$ для ветродвигателя $D = 2$ м, а на рис. 2-13 показаны расчетные статические характеристики этого ветродвигателя, полученные путем перестроения кривых $P = f(v)$.

Выбирая параметры регулятора, необходимо следить, чтобы они обеспечивали статическую устойчивость регулирования. Условие статической устойчивости определяется тем, что первая производная суммы всех моментов, входящих в (2-3), взятая по углу φ , должна быть

меньше нуля при всех режимах работы ветродвигателя. Это условие в раскрытом виде может быть записано следующим образом:

$$\frac{k}{i} l \{ [a + l \cos \beta_0] \cos (\varphi + \mu_0) - l \cos 2 (\varphi + \mu_0) \} + (J_{гр} - J_n) \omega^2 \cos 2\varphi < 0.$$

При определении статической устойчивости следует иметь в виду, что ее увеличение приводит всегда к сни-

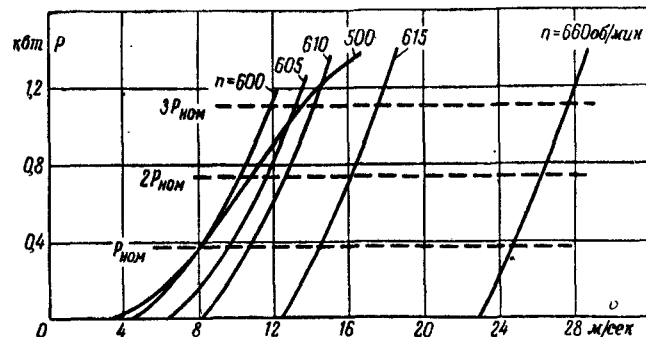


Рис. 2-12. Изменение мощности в зависимости от скорости ветра при различной скорости вращения ветродвигателя D-2 с центробежным регулятором.

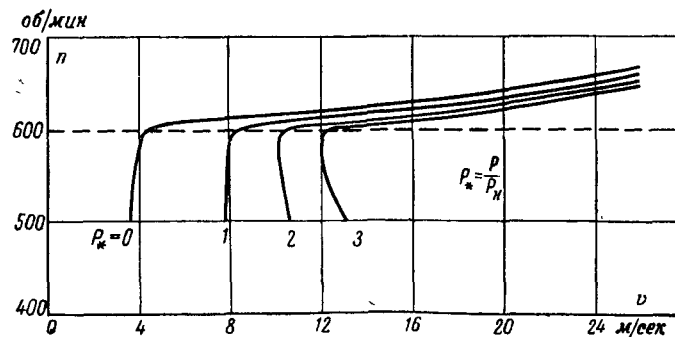


Рис. 2-13. Статические характеристики ветродвигателя D-2 с центробежным регулятором.

жению чувствительности регулятора и, следовательно, к повышению остающейся неравномерности скорости вращения при возрастании скорости ветра. Подробное

исследование влияния отдельных параметров регулятора на статическую устойчивость выполнено проф. Г. Х. Сабининым [Л. 4].

Аэродинамическое регулирование. Из принципиальной схемы аэродинамического регулирования (рис. 2-9) видно, что регулятор рассматриваемого типа состоит из механизма поворота крыльев и механизма управления. Механизм поворота крыльев, представляющий собой кривошипно-шатунный четырехзвенник, предназначен для превращения поступательного перемещения регулирующей муфты во вращательное движение крыльев ветродвигателя. При повороте крыльев он обеспечивает совершенно определенное изменение передаточного отношения, а следовательно, и силы от регулирующего груза, определяемое выбранным соотношением размеров его звеньев. С помощью механизма управления осуществляются пуск и останов ветродвигателя. Его кинематика должна быть определена по характеристике передаточных механизмов регулятора [Л. 5].

Для того чтобы при любой скорости ветра в заданном диапазоне ветродвигатель мог работать при $n = \text{const}$, $M = \text{const}$, точка, характеризующая его режим работы при регулировании, должна перемещаться по кривой $M_{*r} = 1$ (рис. 2-6).

Как следует из выражения (2-2), это условие может быть выполнено только в том случае, если на каждом угле установки лопастей момент от регулирующих грузов M_p , являющийся в данном случае моментом позиционных сил, будет равен алгебраической сумме моментов от аэродинамических и центробежных сил, действующих на лопасть, т. е. если будет иметь место следующее равенство:

$$M_p = (M_a - M_{ц}) i = \left[\rho R^3 \frac{v^2}{2} \bar{M}_a - J_{л} \omega^2 \frac{\sin 2(\varphi - \varphi_0)}{2} \right] i, \quad (2-8)$$

где φ — угол между геометрической хордой корневого сечения лопасти и плоскостью вращения ветроколеса;

φ_0 — угол между геометрической хордой лопасти и осью, относительно которой центробежный момент инерции равен нулю.

Равенство (2-8) аналитически не решается, так как функция $\bar{M}_a(Z, \varphi)$ задается обычно в виде графиков.

Используя отвлеченные аэродинамические характеристики $\bar{M}_a(Z, \varphi)$ и $\bar{M}_b(Z, \varphi)$ (рис. 1-16), можно рассчитать и построить характеристику передаточных механизмов регулятора в виде зависимости $M_p = f(\varphi)$.

Расчет рекомендуется вести в табличной форме.

В первой строке следует выписать углы установки лопастей, для которых подсчитаны отвлеченные аэродинамические характеристики $\bar{M}_b = f(Z, \varphi)$ и $\bar{M}_a = \varphi(Z, \varphi)$, во второй — число модулей, характеризующее режим работы ветродвигателя при регулировании. Число модулей находится из диаграммы рис. 1-16 для точек пересечения кривой $M_{*r} = 1$ с характеристиками моментов на соответствующих углах.

Для найденных Z в третью строку заносятся взятые из диаграммы рис. 1-16 значения моментов $\bar{M}_a$. В четвертой строке следует поместить подсчитанную величину скорости ветра, а в пятой и шестой — моменты от аэродинамических и центробежных сил. Тогда в седьмой строке можно получить алгебраическую сумму моментов M_a и $M_{ц}$ для выбранных значений углов φ .

В соответствии с принятой кинематической схемой выражение момента M_p регулирующих грузов может быть представлено в следующем виде:

$$M_p = (\varepsilon G \chi - P_{пр} \psi) h, \quad (2-9)$$

где $\psi = \frac{d\delta_*}{d\varphi}$ и $\chi = \frac{d\bar{H}_*}{d\varphi}$ — передаточные отношения звеньев регулятора, являющиеся функциями угла φ ;

$\delta_* = \frac{\delta}{h}$ и $H_* = \frac{H}{h}$ — относительные значения перемещений регулирующей муфты и груза G при повороте лопастей;

h — радиус кривошипа механизма поворота крыльев;

ε — постоянное передаточное отношение звеньев механизма управления;

$P_{пр}$ — усилие от пружины.

После целого ряда преобразований можно получить выражение

$$\frac{dH_*}{d\delta_*} = \frac{M_p i + P_{пр} h \phi}{\varepsilon h G \phi},$$

позволяющее подобрать соответствующую кинематическую схему механизма управления, когда известна зависимость $M_p = f(\varphi)$.

Подставляя (2-9) в (2-8), учитывая, что $v = \frac{\omega R}{Z} = \frac{\pi n R}{30 Z}$ и решая относительно n , получим:

$$n = \frac{30}{\pi} \sqrt{\frac{2(\varepsilon G \chi - P_{пр} \phi) h}{i \left[\frac{\rho R^5}{Z^2} \bar{M}_a - J_{л} \sin 2(\varphi - \varphi_0) \right]}}. \quad (2-10)$$

В данном случае число оборотов n является функцией трех независимых переменных $\bar{M}_a$, φ и Z .

Для выявления статических свойств ветродвигателя с аэродинамическим регулятором найдем возможные равновесные положения лопасти и регулятора при работе ветродвигателя на различных режимах, используя для этого уравнения (2-1), (2-2). Расчет удобно производить для аэродинамических характеристик при определенных постоянных значениях угла установки лопастей φ . Задаваясь различным значением Z на аэродинамической характеристике данного угла φ , выписывают для них значения $\bar{M}_a$ и $\bar{M}_b$, затем определяют последовательно n , v , M_b и P . Выполнив такие расчеты для всех аэродинамических характеристик, соответствующих различным углам φ , строят для каждого значения φ две серии кривых $P = f(v)$ и $n = f(v)$, из которых путем перестроения получают статические характеристики $n = f(v)$ при различных значениях P .

Статические характеристики ветродвигателя с аэродинамическим регулятором типа 1D-18 показаны на рис. 2-14.

Характеристики рис. 2-14 показывают, что при $v > v_p$ регулятор поддерживает скорость вращения ветроколеса постоянной только при постоянной величине момента нагрузки. При сбросе нагрузки обороты ветроколеса уве-

личиваются, причем с увеличением скорости ветра величина остающейся неравномерности уменьшается. Величина остающейся неравномерности скорости вращения по скорости ветра может легко изменяться за счет изменения характеристики передаточных механизмов регулятора.

Так как при данном способе регулирования активными силами являются аэродинамические, качество регули-

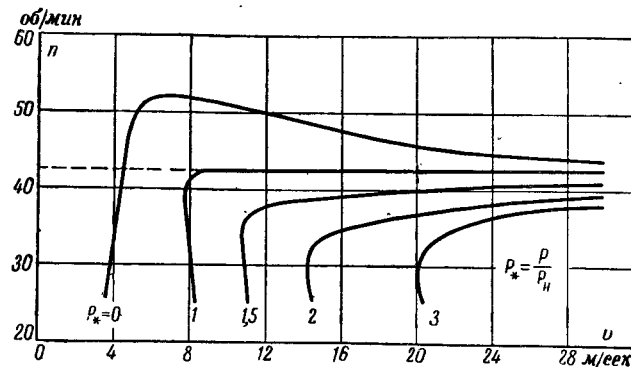


Рис. 2-14. Статические характеристики ветродвигателя 1D-18 с аэродинамическим регулятором.

рования будет тем лучше, чем меньше будет величина центробежных сил. Поскольку момент от центробежных сил зависит от момента инерции лопастей, при проектировании ветродвигателей с таким регулятором придется заботиться об облегчении лопастей. Не следует, однако, забывать, что момент инерции лопастей не может выбираться произвольно.

Максимально возможное значение $J_{л}$ может быть найдено из выражения (2-8), которое в раскрытом виде запишется так:

$$(\varepsilon G \chi - P_{пр} \phi) \frac{h}{i} = \frac{1}{2} [\rho R^3 v^2 \bar{M}_a - J_{л} \omega^2 \sin 2(\varphi - \varphi_0)].$$

Положив в этом равенстве $G = 0$, получим:

$$(J_{л})_{\max} = \frac{\rho R^3 v^2 \bar{M}_a + \frac{2}{i} P_{пр} \phi h}{\omega^2 \sin 2(\varphi - \varphi_0)}.$$

Угол φ определяется из условия $\frac{dJ_{\text{л}}}{d\varphi}=0$, так как момент от центробежных сил является функцией этого угла. При моментах инерции лопастей, превышающих значение $(J_{\text{л}})_{\text{макс}}$, регулирование по этой схеме не может быть осуществлено без дополнительной компенсации момента центробежных сил лопастей.

Компенсация центробежных сил лопастей осуществляется путем установки на махах лопастей специальных «компенсирующих грузов».

В зависимости от соотношения момента инерции компенсирующих грузов $J_{\text{г}}$ и лопасти — $J_{\text{л}}$ могут иметь место три случая компенсации: компенсация частичная ($J_{\text{г}} < J_{\text{л}}$), компенсация полная ($J_{\text{г}} = J_{\text{л}}$) и перекомпенсация ($J_{\text{г}} > J_{\text{л}}$).

Введение компенсации дает возможность не только изменять величину момента центробежных сил, действующего на лопасти при их вращении, но и направление его действия. Это позволяет, с одной стороны, применять данную схему регулирования независимо от величины момента инерции лопастей, с другой стороны, определенным образом менять качество регулирования, так как в зависимости от степени компенсации меняется величина остающейся неравномерности скорости вращения как по нагрузке, так и по скорости ветра.

Аэродинамическое регулирование при определенных условиях может быть использовано и для регулирования движущего момента ветродвигателя, так как регулятор в данном случае реагирует не только на изменение скорости вращения ветроколеса, но и на изменение скорости ветра. Регуляторы, чувствительные элементы которых реагируют только на изменение скорости вращения, позволяют ветродвигателю работать с постоянным числом оборотов при любых значениях момента нагрузки, начиная от нуля и кончая максимально возможным при данном ветре. В рассматриваемом же случае регулирование происходит так, что при изменении скорости ветра каждому значению момента нагрузки соответствует строго определенный характер изменения числа оборотов ветроколеса (рис. 2-14).

Это обстоятельство имеет исключительно большое значение, особенно при создании ветроэлектрических

станций, предназначенных для работы параллельно с другими, более мощными неветровыми электростанциями. Здесь при наличии синхронных генераторов неветровая электростанция будет удерживать ветродвигатель на постоянном числе оборотов, близком к номинальному значению, вследствие чего ветродвигатель, имеющий характеристику $n = f(v)$, подобную рис. 2-14, будет работать без статических перегрузок. Если же ветродвигатель снабжен регулятором, чувствительный элемент которого контролирует только скорость вращения, он не может быть использован для параллельной работы со станцией большей мощности без специальных устройств, ограничивающих его мощность.

Стабилизаторное регулирование. На рис. 2-10 показана принципиальная схема стабилизаторного регулирования быстроходных ветродвигателей.

Как указывалось выше, стабилизаторное регулирование относится к группе центробежного непосредственного регулирования. Отклонение скорости вращения воспринимается центробежным регулятором. Его сигнал передается через аэродинамический усилитель-стабилизатор на регулирующий орган, представленный здесь в виде поворотной лопасти.

Система лопасть — стабилизатор может свободно поворачиваться вокруг оси лопасти, не оказывая в большинстве случаев значительного действия на центробежный регулятор. Поэтому статическое состояние регулятора не зависит от величины моментов аэродинамических и центробежных сил, действующих на лопасти. Чтобы исключить влияние на центробежный регулятор аэродинамических сил стабилизатора, его профиль делают симметричным, а ось поворота располагают от передней кромки на расстоянии примерно 25% от геометрической хорды, т. е. в месте расположения центра давления (рис. 2-3). Тогда независимо от изменения угла атаки момент аэродинамических сил относительно его собственной оси всегда будет равен нулю.

Если пренебречь (ввиду незначительной величины) моментом центробежных сил, действующих на стабилизатор относительно его оси поворота, уравнение статического равновесия регулятора (2-2) примет вид:

$$M_{\text{р}} = M_{\text{ц.р.}} \quad (2-11)$$

Расчету моментов, входящих в это равенство, а также вопросам статики стабилизаторного регулирования, посвящены работы [Л. 6—8].

При выбранных параметрах число оборотов ветродвигателя со стабилизаторным регулятором зависит только от угла установки стабилизатора β и определяется выражением

$$n = \sqrt{\frac{\beta_{\text{нач}} - \beta + \frac{\mu}{b} k C_0 n_{\text{нач}}^2}{\frac{1}{b} \mu k C_0}}, \quad (2-12)$$

где μ — коэффициент передаточного отношения;
 b — длина плеча рычага управления, к которому крепится тяга регулятора (рис. 2-15);
 $C = C_0 n^2$ — центробежная сила всех деталей механизма регулятора;
 k — коэффициент жесткости пружины.

Таким образом, если известны отвлеченные аэродинамические характеристики ветродвигателя при различных углах β , определение статических характеристик производится по методу, изложенному выше применительно к центробежному регулятору.

На рис. 2-16 показаны расчетные статические характеристики ветродвигателя D-18.

Опытные статические характеристики. После изготовления ветродвигателя статические характеристики определяются опытным путем при его работе в естественных условиях. Для этого снимаются так называемые эксплуатационные характеристики, которые характеризуют изменение скорости вращения ветродвигателя и скорости ветра по времени при различной постоянной нагрузке.

Длительность каждого опы-

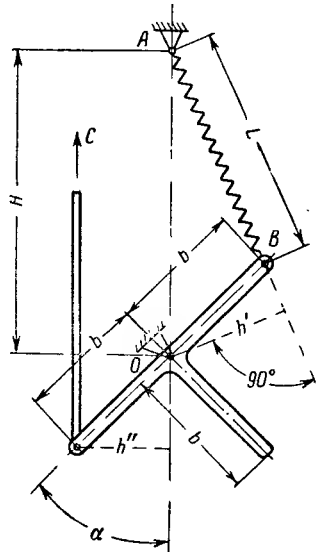


Рис. 2-15. Схема сил, действующих на рычаг управления.

та обычно принимается 1 ч. При отсутствии регистрирующих приборов применяется визуальный метод отсчета измеряемых величин. В этом случае отсчеты берутся через каждые 5 сек.

На основе опытных данных строятся статические характеристики. В качестве примера на диаграммах

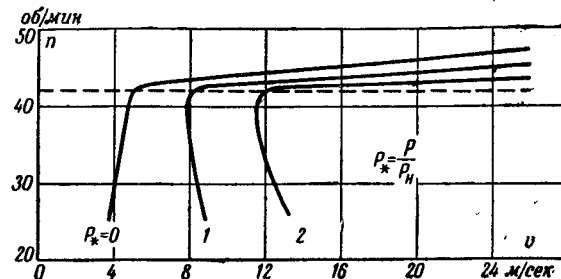


Рис. 2-16. Статические характеристики ветродвигателя D-18 со стабилизаторным регулятором.

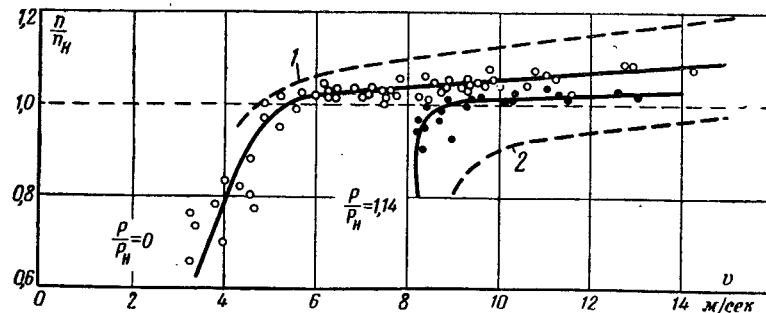


Рис. 2-17. Опытные статические характеристики ветродвигателя D-18.

1 — наибольшая скорость вращения при $P_* = 0$; 2 — наименьшая скорость вращения при $P_* = 1,14$.

рис. 2-17 показаны опытные статические характеристики ветродвигателей D-18. Каждая точка на этих диаграммах представляет собой среднее значение n и v за 2 или 5 мин (5 мин принимаются тогда, когда в схеме передачи мощности имеется маховик инерционного аккумулятора). При обработке одновременно определяются наибольшая и наименьшая наблюдавшиеся за этот интервал времени скорости вращения.

Остающаяся неравномерность регулирования. Обычно под остающейся неравномерностью регулирования двигателя понимается неравномерность хода по нагрузке, которая характеризуется наклоном статической характеристики регулирования. Определяется она отношением разности скорости вращения при холостом ходе и полной нагрузке агрегата к средней скорости вращения, т. е. если

$$\omega_{\text{ср}} = \frac{\omega_x + \omega_n}{2}$$

то

$$\delta = \frac{\omega_x - \omega_n}{\omega_{\text{ср}}} = 2 \frac{\omega_x - \omega_n}{\omega_x + \omega_n},$$

где δ — остающаяся неравномерность регулирования;

ω_x — скорость вращения при холостом ходе;

ω_n — скорость вращения при полной нагрузке.

Применительно к ветродвигателям, кроме остающейся неравномерности регулирования по нагрузке, приходится учитывать еще неравномерность регулирования по скорости ветра, которую можно представить в виде:

$$\delta_v = \frac{\omega_v - \omega_p}{\omega_p} = \frac{\omega_v}{\omega_p} - 1,$$

где ω_p — скорость вращения при полной нагрузке, соответствующая скорости ветра начала регулирования;

ω_v — скорость вращения при полной нагрузке, соответствующая скорости ветра v , для которой подсчитывается неравномерность вращения.

Помимо неравномерности вращения, ветродвигатель обладает нечувствительностью ε , вызванной наличием сил сухого трения:

$$\varepsilon = \frac{M_{\text{тр}}}{2(M_a - M_{\text{ц}} + M_{\text{ц.р}})} = \frac{\omega_p^2 - \omega_{\text{тр}}^2}{\omega_p^2} = \frac{n_p^2 - n_{\text{тр}}^2}{n_p^2},$$

где $M_{\text{тр}}$ — момент от сил трения в регуляторе;

$\omega_{\text{тр}}$, $n_{\text{тр}}$ — скорость вращения, соответствующая троганию регулятора.

Для ветродвигателей в отличие от других типов двигателей характерным является также наличие динамической неравномерности регулирования, которая является следствием работы ветродвигателя в условиях непрерывной пульсации скорости ветра. Из приведенной на рис. 2-17 диаграммы видно, что динамическая неравномерность скорости вращения ветродвигателей достигает сравнительно большой величины. Большая величина динамической неравномерности определяется, с одной стороны, большей степенью нечувствительности регуляторов, а с другой — пульсирующим характером ветровой энергии. Поэтому, чтобы получить общую неравномерность скорости вращения ветродвигателей, определяемую нормами допустимого колебания частоты на ВЭС малой и средней мощности, надо стремиться делать регуляторы более чувствительными за счет снижения влияния сил сухого трения и допускать из условия статической устойчивости минимально возможную величину остающейся статической неравномерности.

2-4. ДИНАМИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ

Вопросы динамики быстроходных ветродвигателей рассматриваются применительно к схемам прямого регулирования. Это позволит дать анализ движения таких систем и оценку качеств регулирования, обусловленных свойствами как регулятора, так и регулируемого объекта, не прибегая к сложному математическому аппарату.

При прямом регулировании для заданной скорости ветра развиваемая ветродвигателем мощность в любой момент времени зависит от числа модулей Z ($Z = \frac{\omega R}{v}$),

т. е. от угловой скорости вращения ветроколеса и угла установки лопастей φ . Поэтому ω и φ , представляющие собой независимые кинематические величины, рассматриваются как обобщенные координаты, полностью характеризующие режим работы ветродвигателя. Наличие двух независимых координат указывает на то, что ветродвигатель при прямом регулировании представляет собой механическую систему с двумя степенями свобо-

ды и для ее исследования будет достаточно двух уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \sum_i J_i \frac{d\omega}{dt} &= M_B - M_r; \\ \sum_i J_{zi} \frac{d^2\varphi}{dt^2} + k_s \frac{d\varphi}{dt} &= M_a + M_{ц.р} - M_{ц} - M_p, \end{aligned} \right\} (2-13)$$

где $\sum_i J_i$, $\sum_i J_{zi}$ — суммы приведенных к оси ветроколеса и оси лопасти моментов инерции всех тел, кинематически связанных с их вращением;

k_s — производная суммарного демпфирующего момента.

Демпфирование в рассматриваемых системах могут создавать силы трения в механизмах регулятора и дополнительные аэродинамические силы, возникающие на лопастях при регулировании. В целях упрощения задачи будем учитывать демпфирование только аэродинамического происхождения, играющее важную роль в устойчивости движения системы.

С достаточной для практических расчетов точностью можно считать, что суммарный момент инерции относительно оси ветроколеса является величиной постоянной и не зависит от режима работы ветродвигателя.

Момент инерции относительно продольной оси лопасти складывается из момента инерции самой лопасти $J_{л}$ и момента инерции центробежных и регулирующих грузов. Таким образом, для случая центробежного регулирования суммарный момент инерции будет равен алгебраической сумме моментов инерции лопасти и центробежного груза, а для аэродинамического регулирования — сумме момента инерции лопасти и приведенного момента инерции регулирующих грузов:

$$J_{гр} = \frac{h^2}{ig} [G(\varepsilon\chi)^2 + P_{пр}\psi^2],$$

который, как это видно, является функцией передаточных отношений звеньев механизмов регулятора χ и ψ , зависящих от угла установки лопастей.

Вводя обозначения

$$\sum_i J_i = J_B, \quad \sum_i J_{zi} = J_z,$$

уравнения (2-13) записываются в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} J_B \frac{d\omega}{dt} &= M_B - M_r; \\ J_z \frac{d^2\varphi}{dt^2} + k_0 \frac{d\varphi}{dt} &= M_a + M_{ц.р} - M_{ц} - M_p, \end{aligned} \right\} (2-14)$$

где M_r — момент сопротивления, рассматриваемый как функция времени;

k_0 — производная демпфирующего момента аэродинамических сил.

Моменты $M_{ц.р}$ и M_p , входящие в уравнения (2-14), вычисляются в зависимости от типа регулятора по формулам (2-4), (2-5) и (2-9) (см. § 2-3). При аэродинамическом регулировании $M_{ц.р} = 0$, а при центробежном $M_a \approx 0$.

Демпфирующий момент аэродинамических сил возникает только тогда, когда при вращении ветроколеса лопасть начинает двигаться вокруг своей оси. При этом изменяется действительный угол атаки и появляется дополнительный момент, который стремится погасить скорость вращения лопасти относительно своей оси. Производная этого момента может быть приближенно подсчитана по формуле

$$k_0 = \frac{\rho v}{2} \int_{r_0}^R \left[\frac{a}{4} (1 - 2x_{*0})^2 + \frac{2\pi - a}{16} \right] b^3 \sqrt{1 + (r_* Z)^2} dr, \quad (2-15)$$

где $a = \frac{dc_y}{d\alpha} = \text{const}$ берется по аэродинамической характеристике профиля сечения лопасти;

$x_{*0} = \frac{x_0}{b}$ — относительная координата оси поворота лопасти от ее передней кромки (рис. 1-7).

Установившееся движение системы характеризуется постоянными значениями переменных $\omega = \omega_0$ и $\varphi = \varphi_0$.

Тогда из (2-14), поскольку для установившегося движения

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d\varphi}{dt} = \frac{d^2\varphi}{dt^2} = 0,$$

получим следующие уравнения исходного установившегося режима работы ветродвигателя:

$$\left. \begin{aligned} (M_b)_0 &= (M_r)_0, \\ (M_p)_0 - (M_{ц,р})_0 &= (M_a)_0 - (M_{ц})_0. \end{aligned} \right\} \quad (2-16)$$

именуемые также уравнениями статики.

Уравнения (2-14) являются нелинейными дифференциальными уравнениями. Они содержат ряд существенно нелинейных функций, к тому же некоторые из них задаются в виде графиков [например, $\bar{M}_b = f(Z, \varphi)$, $\bar{M}_a = f(Z, \varphi)$ и др.]. Поэтому решение уравнений (2-14) может быть получено только путем их численного интегрирования. Однако чтобы сделать возможным аналитическое решение, рассмотрим идеализированную схему. Будем считать, что отклонения системы от установившегося режима настолько малы, что соответствующие участки характеристик отдельных элементов системы регулирования могут быть заменены отрезками касательных к характеристикам в рассматриваемой точке. Это допущение позволит описать движение системы приближенными линейными дифференциальными уравнениями с постоянными коэффициентами и в значительной степени облегчит анализ процесса регулирования. Как показывают исследования [Л. 5], такой метод малых колебаний к данной задаче вполне применим и дает во многих случаях не только качественные, но и количественные результаты с достаточной для практики точностью.

Рассмотрим случай аэродинамического регулирования, когда $M_{ц,р} = 0$.

Предположим, что при неустановившемся режиме переменные ω , φ и v отличаются соответственно на малые величины (вариации) $\Delta\omega$, $\Delta\varphi$ и Δv от их значений ω_0 , φ_0 и v_0 , соответствующих установившемуся режиму, т. е.

$$\omega = \omega_0 + \Delta\omega, \quad \varphi = \varphi_0 + \Delta\varphi, \quad v = v_0 + \Delta v. \quad (2-17)$$

На основании этого допущения моменты, входящие в уравнение (2-14), могут быть представлены также в соответствующих вариациях:

$$M_b = (M_b)_0 + \Delta M_b = M_b \{ \bar{M}_b [Z(\omega, v)\varphi] v \};$$

$$M_a = (M_a)_0 + \Delta M_a = M_a \{ \bar{M}_a [Z(\omega, v)\varphi] v \};$$

$$M_{ц} = (M_{ц})_0 + \Delta M_{ц} = M_{ц}(\omega, \varphi);$$

$$M_p = (M_p)_0 + \Delta M_p = M_p(\varphi).$$

Здесь скобками указан порядок функциональной зависимости.

Разлагая указанные функции в ряд Тейлора и ограничиваясь в этом разложении членами первой степени относительно вариаций координат, находим:

$$\left. \begin{aligned} M_b &= (M_b)_0 + \Delta M_b = M_b \{ \bar{M}_b [Z(\omega, v)\varphi] v \}_0 + \\ &+ \frac{\partial M_b}{\partial \bar{M}_b} \cdot \frac{\partial \bar{M}_b}{\partial Z} \cdot \frac{\partial Z}{\partial \omega} \Delta\omega + \frac{\partial M_b}{\partial \bar{M}_b} \cdot \frac{\partial \bar{M}_b}{\partial \varphi} \Delta\varphi + \\ &+ \left(\frac{\partial M_b}{\partial \bar{M}_b} \cdot \frac{\partial \bar{M}_b}{\partial Z} \cdot \frac{\partial Z}{\partial v} + \frac{\partial M_b}{\partial v} \right) \Delta v, \\ M_a &= (M_a)_0 + \Delta M_a = M_a \{ \bar{M}_a [Z(\omega, v)\varphi] v \}_0 + \\ &+ \frac{\partial M_a}{\partial \bar{M}_a} \cdot \frac{\partial \bar{M}_a}{\partial Z} \cdot \frac{\partial Z}{\partial \omega} \Delta\omega + \frac{\partial M_a}{\partial \bar{M}_a} \cdot \frac{\partial \bar{M}_a}{\partial \varphi} \Delta\varphi + \\ &+ \left(\frac{\partial M_a}{\partial \bar{M}_a} \cdot \frac{\partial \bar{M}_a}{\partial Z} \cdot \frac{\partial Z}{\partial v} + \frac{\partial M_a}{\partial v} \right) \Delta v, \\ M_p &= (M_p)_0 + \Delta M_p = M_p [\chi(\varphi) + \psi(\varphi)]_0 + \\ &+ \frac{\partial M_p}{\partial \varphi} \Delta\varphi, \\ M_{ц} &= (M_{ц})_0 + \Delta M_{ц} = M_{ц}(\omega, \varphi)_0 + \\ &+ \frac{\partial M_{ц}}{\partial \omega} \Delta\omega + \frac{\partial M_{ц}}{\partial \varphi} \Delta\varphi. \end{aligned} \right\} \quad (2-18)$$

Так как ω_0 , φ_0 , v_0 характеризуют установившееся движение системы, их производные по времени равны нулю. Поэтому согласно (2-17)

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d\Delta\omega}{dt}, \quad \frac{d\varphi}{dt} = \frac{d\Delta\varphi}{dt}, \quad \frac{d^2\varphi}{dt^2} = \frac{d^2\Delta\varphi}{dt^2} \text{ и т. д.}$$

Подставляя (2-18) в (2-14), вводя обозначения

$$\frac{d\omega}{dt} = \Delta\omega', \quad \frac{d\Delta\varphi}{dt} = \Delta\varphi', \quad \frac{d^2\Delta\varphi}{dt^2} = \Delta\varphi''$$

и учитывая, что моменты, соответствующие установившемуся исходному режиму, уравниваются по условию (2-16), получим уравнения линейного приближения в вариациях соответствующих координат:

$$\left. \begin{aligned} J_B \Delta\omega' + m_1 \Delta\omega + m_2 \Delta\varphi &= m_3 \Delta v - \Delta M_r; \\ J_z \Delta\varphi'' + k_0 \Delta\varphi' + n_1 \Delta\omega + n_2 \Delta\varphi &= n_3 \Delta v; \end{aligned} \right\} \quad (2-19)$$

$$m_1 = -\frac{1}{2} \rho \pi R^4 v_0 \left(\frac{\partial \bar{M}_B}{\partial Z} \right)_0,$$

$$n_1 = J_L \omega_0 \sin 2(\varphi - \varphi_0) - \frac{1}{2} \rho R^4 v_0 \left(\frac{\partial \bar{M}_a}{\partial Z} \right)_0;$$

$$m_2 = -\frac{1}{2} \rho \pi R^3 v_0^2 \left(\frac{\partial \bar{M}_B}{\partial \varphi} \right)_0,$$

$$n_2 = J_L \omega_0^2 \cos 2(\varphi - \varphi_0) - \frac{1}{2} \rho R^3 v_0^2 \left(\frac{\partial \bar{M}_a}{\partial \varphi} \right)_0 +$$

$$+ \frac{h}{3} \left[\varepsilon G \left(\frac{\partial \chi}{\partial \varphi} \right)_0 - P \left(\frac{\partial \psi}{\partial \varphi} \right)_0 \right];$$

$$m_3 = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \left[2v_0 (\bar{M}_B)_0 - R\omega_0 \left(\frac{\partial \bar{M}_B}{\partial Z} \right)_0 \right],$$

$$n_3 = \frac{1}{2} \rho R^3 \left[2v_0 (\bar{M}_a)_0 - R\omega_0 \left(\frac{\partial \bar{M}_a}{\partial Z} \right)_0 \right].$$

Производные $\frac{\partial \bar{M}_B}{\partial Z}$, $\frac{\partial \bar{M}_a}{\partial Z}$, $\frac{\partial \bar{M}_B}{\partial \varphi}$, $\frac{\partial \bar{M}_a}{\partial \varphi}$, $\frac{\partial \chi}{\partial \varphi}$, $\frac{\partial \psi}{\partial \varphi}$, входящие в эти выражения, находятся путем графического дифференци-

рования заданных расчетом функций $\bar{M}_B(\bar{Z}, \varphi)$, $\bar{M}_a(Z, \varphi)$ рис. (1-16) и функции $M_p(\varphi)$.

Коэффициенты уравнений (2-19) трактуются дальше как постоянные. Однако не следует забывать, что это справедливо только для заданного установившегося режима работы ветродвигателя, так как каждому установившемуся режиму соответствуют строго определенные параметры системы, а следовательно, и определенные значения указанных коэффициентов. Поэтому исследовать свойства системы необходимо для нескольких режимов работы ветродвигателя, соответствующих заданному диапазону изменения рабочих скоростей ветра.

Для того чтобы можно было результаты данных исследований распространить на все аналогичные регулируемые системы, представим, как это делается в теории регулирования, уравнения (2-19) в безразмерной операторной форме. Введем обозначения относительных переменных

$$x_1 = \frac{\Delta\omega_0}{\omega_0}, \quad x_2 = \frac{\Delta\varphi}{\varphi_0}, \quad x_3 = \frac{\Delta M_B}{(M_B)_0}, \quad u = \frac{\Delta v}{v_0}.$$

Разделив почленно уравнения (2-19) на $(M_B)_0$, $(M_p)_0$ и подставив новые значения относительных переменных, получим:

$$\left. \begin{aligned} (T_1 p + a_{11}) x_1 + a_{12} x_2 &= k_1 u - f(t), \\ (T_2^2 p^2 + T_k p + a_{22}) x_2 + a_{21} x_1 &= k_2 u; \end{aligned} \right\} \quad (2-20)$$

$$T_1 = \frac{J_B \omega_0}{(M_B)_0}, \quad T_2^2 = \frac{J \varphi_0}{(M_p)_0}, \quad T_k = \frac{k_0 \varphi_0}{(M_p)_0}, \quad k_1 = \frac{m_3 v_0}{(M_B)_0};$$

$$k_2 = \frac{n_3 v_0}{(M_p)_0}, \quad a_{11} = \frac{m_1 \omega_0}{(M_B)_0}, \quad a_{12} = \frac{m_2 \varphi_0}{(M_B)_0}, \quad a_{21} = \frac{n_1 \omega_0}{(M_p)_0};$$

$$a_{22} = \frac{n_2 \varphi_0}{(M_p)_0}, \quad f(t) = \frac{\Delta M_r}{(M_B)_0}, \quad p = \frac{d}{dt}.$$

Динамические постоянные T_1 , T_2 и T_k имеют размерность времени, а поэтому называются соответственно постоянными времени двигателя, регулятора и демпфера. Постоянная времени T_1 иногда называется временем разгона двигателя. Она выражает то время, течение которого двигатель, находившийся в состоянии по-

коя, получит под действием постоянного момента (M_n) вращение с угловой скоростью ω_0 .

Напишем определители системы (2-20):

$$\Delta_0 = \begin{vmatrix} (T_1 p + a_{11}) & a_{12} \\ a_{21} & (T_2^2 p^2 + T_k p + a_{22}) \end{vmatrix} = T_2^2 T_1 p^3 + \\ + (T_2^2 a_{11} + T_1 T_k) p^2 + (T_k a_{11} + T_1 a_{22}) p + \\ + (a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12});$$

$$\Delta_1 = \begin{vmatrix} k_1 \mu - f(t) & a_{12} \\ k_2 \mu & (T_2^2 p^2 + T_k p + a_{22}) \end{vmatrix} = T_2^2 k_1 p^2 + \\ + T_k p + k_1 a_{22} - a_{12} k_2 \mu - \\ - (T_2^2 p^2 + T_k p + a_{22}) f(t);$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} (T_1 p + a_{11}) & k_1 \mu - f(t) \\ a_{21} & k_2 \mu \end{vmatrix} = \\ = (T_1 k_2 p + k_2 a_{11} - k_1 a_{21}) \mu + a_{21} f(t),$$

из которых Δ_0 называется главным определителем системы, а Δ_1 и Δ_2 — дополнительными, соответственно для координат x_1 и x_2 .

Согласно теореме Крамера, если главный определитель системы отличен от нуля, то система имеет одно определенное решение, которое можно записать в виде следующего символического равенства:

$$F_1(x_1) = \Delta_0 x_1 = \Delta_1;$$

$$F_2(x_2) = \Delta_0 x_2 = \Delta_2.$$

Подставляя в эти равенства значения определителей Δ_0 , Δ_1 и Δ_2 , получим два независимых уравнения в координатах x_1 и x_2 :

$$\left. \begin{aligned} [T_2^2 T_1 p^3 + (T_2^2 a_{11} + T_1 T_k) p^2 + \\ + (T_k a_{11} + T_1 a_{22}) p + (a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})] x_1 = \\ = (T_2^2 k_1 p^2 + T_k p + k_1 a_{22} - k_2 a_{12}) \mu - \\ - (T_2^2 p^2 + T_k p + a_{22}) f(t); \\ [T_2^2 T_1 p^3 + (T_2^2 a_{11} + T_1 T_k) p^2 + \\ + (T_k a_{11} + T_1 a_{22}) p + (a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})] x_2 + \\ = (T_1 k_2 p + a_{11} k_2 - k_1 a_{21}) \mu + a_{21} f(t). \end{aligned} \right\} (2-21)$$

Как видим, оба уравнения имеют сходные левые и различные правые части. Правые части этих уравнений определяют частное решение, зависящее от «возмущающих функций» μ и $f(t)$ и их производных, а левые, приведенные к виду однородных уравнений с постоянными коэффициентами, позволяют исследовать свободные колебания и устойчивость рассматриваемой системы.

Чтобы определить, будет ли система статической или астатической, напишем уравнения установившегося режима, для чего положим в уравнениях (2-21) все производные равными нулю. Тогда

$$\left. \begin{aligned} (a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12}) x_1 &= (k_1 a_{22} - k_2 a_{12}) \mu - a_{22} f(t); \\ (a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12}) x_2 &= (k_2 a_{11} - k_1 a_{21}) \mu + a_{21} f(t). \end{aligned} \right\} (2-22)$$

Отсюда следует, что каждому постоянному значению возмущающей силы соответствуют определенные постоянные значения x_1 и x_2 , поэтому система будет статической по отношению к обеим координатам независимо от того, рассматривается ли возмущение от изменения скорости ветра или внешней нагрузки на двигатель.

Статизм системы по отношению к постоянному воздействию на двигатель равен:

$$\left. \begin{aligned} (x_1)_r &= - \frac{a_{22}}{(a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})} f(t), \\ (x_1)_r &= \frac{(k_1 a_{22} - k_2 a_{12})}{(a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})} \mu, \end{aligned} \right\} (2-23)$$

а по отношению к постоянному воздействию на регулятор:

$$\left. \begin{aligned} (x_2)_r &= \frac{a_{21}}{(a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})} f(t), \\ (x_2)_r &= \frac{(k_2 a_{11} - k_1 a_{21})}{(a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})} \mu. \end{aligned} \right\} (2-24)$$

В практике регулирования статизм системы по отношению к постоянному воздействию на регулятор используется для его настройки на то или иное значение регулируемой величины. В данном случае система регулирования оказывается настолько гибкой, что представляется возможным использовать для этих же целей и

статизм системы по отношению к постоянному воздействию на двигатель.

Подбирая соответствующим образом коэффициенты при $f(t)$ и μ в выражениях (2-23) и (2-24), можно в широких пределах менять остающуюся неравномерность скорости вращения как по нагрузке, так и по скорости ветра. Это оказывается возможным только потому, что при такой схеме регулирования лопасти с регулирующими грузами одновременно выполняют функции чувствительного элемента и регулирующего органа, поэтому двигатель и регулятор в равной мере реагируют как на отклонение скорости вращения, так и на отклонение величины скорости ветра.

Суждение о динамической устойчивости системы можно получить путем исследования корней характеристического уравнения, не решая систему (2-21).

Предположим, что внешние возмущения отсутствуют, т. е. $\mu=0$ и $f(t)=0$. Тогда уравнения (2-21) примут вид:

$$\left. \begin{aligned} (p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3) x_1 &= 0; \\ (p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3) x_2 &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (2-25)$$

где

$$a_1 = \frac{T_2^2 a_{11} + T_1 T_k}{T_2^2 T_1}, \quad a_2 = \frac{T_k a_{11} + T_1 a_{22}}{T_2^2 T_1},$$

$$a_3 = \frac{a_{11} a_{22} - a_{12} a_{21}}{T_2^2 T_1}.$$

Решение уравнений (2-25) будем искать в виде $x_1 = e^{\lambda t}$ и $x_2 = e^{\lambda t}$. Подставляя эти значения и их производные в уравнения (2-25) и сокращая почленно на $e^{\lambda t} \neq 0$, получим одно общее для данной системы характеристическое уравнение:

$$\lambda^3 + a_1 \lambda^2 + a_2 \lambda + a_3 = 0. \quad (2-26)$$

Таким образом, независимо от того, относительно какой из переменных в системе регулирования составляется дифференциальное уравнение, устойчивость движения во всех случаях будет определяться типом корней одного характеристического уравнения.

При вещественных корнях характеристического уравнения общие решения уравнений (2-25) получают-ся в виде:

$$\left. \begin{aligned} x_1 &= C_1 e^{\lambda_1 t} + C_2 e^{\lambda_2 t} + C_3 e^{\lambda_3 t}; \\ x_2 &= C_1' e^{\lambda_1 t} + C_2' e^{\lambda_2 t} + C_3' e^{\lambda_3 t}, \end{aligned} \right\} \quad (2-27)$$

где C_1, C_2, C_3 и C_1', C_2', C_3' — произвольные постоянные, определяемые начальными условиями;

$\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ — корни характеристического уравнения.

Отсюда следует, что при положительных значениях вещественных корней процесс регулирования будет характеризоваться увеличением во времени переменных x_1 и x_2 и, наоборот, при отрицательных значениях — уменьшением. В первом случае процесс будет аperiodически расходящийся, а во втором — аperiodически сходящийся.

Рассмотрим случай, когда в числе корней, кроме одного вещественного (отрицательного) — λ_1 , имеются комплексные сопряженные корни:

$$\lambda_2 = \omega + qi;$$

$$\lambda_3 = \omega - qi.$$

Преобразуем уравнения (2-27), введя в них значения λ_2 и λ_3 :

$$\begin{aligned} x_1 &= C_1 e^{-\lambda_1 t} + C_2 e^{(\omega + qi)t} + C_3 e^{(\omega - qi)t} = \\ &= C_1 e^{-\lambda_1 t} + e^{\omega t} (C_2 e^{qit} + C_3 e^{-qit}); \\ x_2 &= C_1' e^{-\lambda_1 t} + C_2' e^{(\omega + qi)t} + C_3' e^{(\omega - qi)t} = \\ &= C_1' e^{-\lambda_1 t} + e^{\omega t} (C_2' e^{qit} + C_3' e^{-qit}). \end{aligned}$$

Применяя формулы Эйлера

$$e^{iqt} = \cos qt + i \sin qt,$$

$$e^{-iqt} = \cos qt - i \sin qt$$

и вводя обозначения

$$(C_2 + C_3) = A, (C_2 - C_3)i = B, \\ (C_2' + C_3') = A_1, (C_2' - C_3')i = B_1,$$

получим уравнения:

$$\left. \begin{aligned} x_1 &= Ce^{-\lambda t} + e^{wt} (A \cos qt + B \sin qt), \\ x_2 &= C_1 e^{-\lambda t} + e^{wt} (A_1 \cos qt + B_1 \sin qt). \end{aligned} \right\} (2-28)$$

Как видим, в этом случае процесс регулирования будет характеризоваться сложением движения вида $Ce^{-\lambda t}$ и $e^{wt} (A \cos qt + B \sin qt)$. Последнее выражение представляет собой случай гармонического движения, при котором амплитуда меняется во времени в зависимости от множителя e^{wt} . Если $w > 0$, амплитуда непрерывно увеличивается, поэтому движение в обеих координатах будет носить расходящийся характер. Если $w < 0$, амплитуда непрерывно убывает, и, следовательно, движение в обеих координатах будет сходящимся.

Приведенный анализ показывает, что движение, описываемое любой линейной системой, будет устойчивым только в том случае, если вещественные корни и вещественные части комплексных корней характеристического уравнения будут отрицательные. В теории регулирования применяются специальные критерии, позволяющие решать вопрос об устойчивости движения линейной системы непосредственно по значению коэффициентов характеристического уравнения.

В соответствии с критерием Гурвица для устойчивости системы третьего порядка необходимо и достаточно:

1) чтобы все коэффициенты характеристического уравнения вида (2-26) были положительными, т. е.

$$a_1 > 0, a_2 > 0, a_3 > 0; \quad (2-29)$$

2) чтобы выполнялось следующее неравенство:

$$(a_1 a_2 - a_3) > 0. \quad (2-30)$$

Таким образом, зная коэффициенты уравнения (2-26), можно установить, будет ли движение системы устойчивым или неустойчивым.

В каждой регулируемой машине имеются такие параметры, значения которых можно выбирать в определенных пределах, не нарушая условий устойчивости системы. В данном случае к таким параметрам относятся: моменты инерции ветроколеса J_B , лопастей J_L , величина производной демпфирующего момента аэродинамических сил k_0 и др. Для того чтобы в процессе проектирования можно было правильно выбирать значения этих параметров, необходимо знать границы областей устойчивости для нескольких режимов работы ветродвигателя в заданном диапазоне изменения рабочих скоростей ветра.

Если условие (2-29) выполняется, то граница устойчивости может быть найдена из равенства:

$$a_1 a_2 - a_3 = 0, \quad (2-31)$$

где a_1 , a_2 и a_3 — коэффициенты характеристического уравнения рассматриваемой системы.

Каждый из коэффициентов, входящих в это равенство, связан с параметрами системы определенным образом. В рассматриваемом случае эта связь оказывается настолько сложной, что изменение какого-либо одного параметра приводит к изменению сразу нескольких коэффициентов.

Напишем выражение для определения границы устойчивости в раскрытом виде. Подставляя в (2-31) значения коэффициентов a_1 , a_2 , a_3 из (2-25) с учетом (2-20), получим:

$$\frac{1}{J_B J_z} (J_B k_0 + J_z m_1) (J_B n_2 + k_0 m_1) - (m_1 n_2 - m_2 n_1) = 0. \quad (2-32)$$

Из всех параметров, входящих в это выражение, наибольший интерес представляют k_0 и J_L , который является составной частью момента инерции J_z . Поэтому исследуем область устойчивости на координатной плоскости двух параметров k_0 и J_L .

Решая выражение (2-32) относительно k_0 , получим квадратное уравнение

$$A k_0^2 + B k_0 + C = 0, \quad (2-33)$$

где

$$A = \frac{m_1}{J_B J_z^2}, \quad B = \frac{1}{J_z} \left(\frac{n_2}{J_z} + \frac{m_1}{J_B} \right)^2, \quad C = \frac{m_2}{J_B} \cdot \frac{n_1}{J_z}.$$

Напомним, что как в данном случае, так и всюду в дальнейшем равенство, по которому определяется граница устойчивости, имеет смысл только в том случае, если выполняются все условия, определяющие устойчивость рассматриваемой системы. Поэтому, изменяя в определенных пределах значения тех или иных параметров системы, нужно строго следить за тем, чтобы критерии устойчивости выполнялись полностью.

Для устойчивости рассматриваемой системы трехчлен (2-33) должен иметь положительный знак.

При изменении величины J_L будут изменяться коэффициенты уравнения (2-33) и, следовательно, каждому значению J_L будут соответствовать два корня. Для определения границ устойчивости представляют интерес только вещественные корни, так как наличие мнимых корней укажет на то, что устойчивость системы от данного параметра не зависит. Определив для различных значений J_L корни уравнения (2-33), можно построить кривую $J_L = f(k_0)$, которая будет являться границей устойчивости на координатной плоскости данных параметров. Для построения границ устойчивости надо брать только положительные значения корней, так как отрицательные значения физического смысла не имеют. При наличии двух положительных корней будут иметь место две границы, между которыми расположится соответственно область устойчивости или неустойчивости.

В качестве примера на рис. 2-18 и 2-19 показаны области устойчивости системы аэродинамического регулирования, подсчитанные по параметрам ветродвигателя 1D-18 для расчетного режима при отсутствии компенсации центробежных сил лопастей и при их полной компенсации. Как следует из этих диаграмм, при отсутствии компенсации применение аэродинамического регулирования ограничено для данного размера ветродвигателя определенным значением момента инерции лопасти J_L . Однако введение компенсации позволяет

изменять величину момента инерции лопасти, не снижая при этом устойчивости системы.

Выше указывалось, что для заданного режима работы ветродвигателя k_0 зависит только от расположения оси поворота лопасти относительно ее передней кромки x_0 .

Как показывают расчеты, расположение границы устойчивости на координатной плоскости параметров J_L

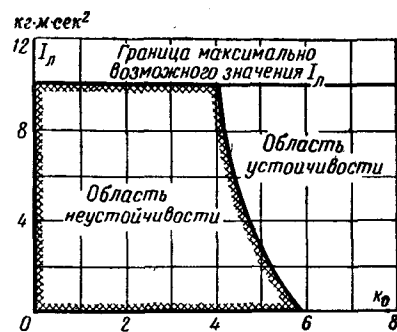


Рис. 2-18. Область устойчивости системы регулирования в зависимости от J_L и k_0 при отсутствии компенсации.

и k_0 в значительной степени зависит от x_0 . С изменением x_0 меняется не только граница устойчивости, но и само значение коэффициента k_0 , которое может быть получено при данном x_0 .

Расчеты показывают, что при прямом регулировании без учета влияния трения систему всегда можно сделать устойчивой только за счет аэродинамического демпфирования. Однако по мере увеличения x_0 область устойчивости постепенно уменьшается и, если не учитывать трения, система может стать абсолютно неустойчивой.

При прямом центробежном регулировании момент аэродинамических сил M_a , поворачивающий лопасти относительно своих осей, стремятся свести к нулю.

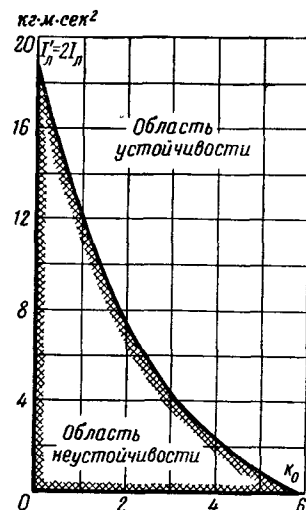


Рис. 2-19. Область устойчивости системы регулирования в зависимости от J_L и k_0 при полной компенсации центробежных сил.

Уменьшение этого момента осуществляется за счет увеличения x_0 , что, как мы видим, связано со снижением динамической устойчивости. Поэтому системы центростремительного прямого регулирования, как правило, являются системами, динамически неустойчивыми. Устойчивость практически получается за счет наличия трения в механизмах регулятора [Л. 4]. В ряде случаев, чтобы сделать систему центростремительного прямого регулирования динамически устойчивой без учета сухого трения, допускают $M_a \neq 0$, что связано с соответствующим увеличением мощности и размеров центростремительного регулятора.

2.5. ИССЛЕДОВАНИЕ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА РЕГУЛИРОВАНИЯ

Возможность применения той или иной схемы регулирования ветродвигателя не может оцениваться только на основе одного факта устойчивости. В ряде случаев требуется, чтобы процесс перехода от одного режима работы к другому заканчивался в определенное время, а отклонение регулируемой координаты не выходило за установленные границы. Следовательно, кроме устойчивости, система должна обладать еще определенными качественными показателями.

Учитывая, что энергия ветра подвержена непрерывным пульсациям, особо важное значение приобретают такие качественные показатели, как точность регулирования, быстродействие, колебательность процесса.

В § 2.4 было показано, что процесс прямого регулирования быстроходных ветродвигателей описывается двумя уравнениями (2.21). Поделив члены этих уравнений на T_2^2 , T_1 , получим:

$$\left. \begin{aligned} (p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3) x_1 = \\ = \frac{1}{T_2^2 T_1} [(T_2^2 k_1 p^2 + T_k p + k_1 a_{22} - k_2 a_{12}) u - \\ - (T_2^2 p^2 + T_k p + a_{22}) f(t)]; \\ (p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3) x_2 = \\ = \frac{1}{T_2^2 T_1} [(T_1 k_2 p + a_{11} k_2 - k_1 a_{21}) u + a_{21} f(t)], \end{aligned} \right\} \quad (2-34)$$

где a_1, a_2, a_3 — коэффициенты характеристического уравнения данной системы [§ 2.4, уравнение (2-25)].

Вид общего решения уравнений (2-34) зависит от корней характеристического уравнения и представляет собой наложение переходного процесса на установившийся. При вещественных корнях общее решение будет:

$$\left. \begin{aligned} x_1 = x_{*1} + x_{10} = C_1 e^{-\lambda_1 t} + C_2 e^{-\lambda_2 t} + C_3 e^{-\lambda_3 t} + x_{10}, \\ x_2 = x_{*2} + x_{20} = C_1' e^{-\lambda_1 t} + C_2' e^{-\lambda_2 t} + C_3' e^{-\lambda_3 t} + x_{20}, \end{aligned} \right\} \quad (2-35)$$

где x_{*1}, x_{*2} — общие решения левой части уравнений (2-34);

x_{10}, x_{20} — частные решения, зависящие от характера внешнего возмущения;

C_1, C_2, C_3 и C_1', C_2', C_3' — произвольные постоянные;

$\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ — корни характеристического уравнения.

Если в числе корней, кроме одного вещественного, имеются комплексные сопряженные корни, то общее решение запишется в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} x_1 = C e^{-\lambda t} + e^{-\omega t} (A \cos qt + B \sin qt) + x_{10}, \\ x_2 = C_1 e^{-\lambda t} + e^{-\omega t} (A_1 \cos qt + B_1 \sin qt) + x_{20}. \end{aligned} \right\} \quad (2-36)$$

Уравнения (2-35) и (2-36) показывают, что характер переходного процесса в значительной степени зависит от вида внешнего возмущения, так как он через значение произвольных постоянных может изменять вид собственного движения системы.

Учитывая, что коэффициенты переменных в правых и левых частях уравнений (2-34) определяются через одни и те же параметры, приближенная оценка качества процесса регулирования может быть сделана непосредственно по коэффициентам характеристического уравнения. Если движение системы описывается уравнением третьего порядка, как это имеет место при прямом регулировании ветродвигателей, то для таких исследований удобно использовать расширенную диаграмму Вышнеградского [Л. 9], которая показана на рис. 2-20.

Чтобы воспользоваться этой диаграммой, необходимо характеристическое уравнение (2-26) § 2-4 привести к виду:

$$y^3 + Ay^2 + By + 1 = 0,$$

где

$$A = a_1 \sqrt[3]{\frac{1}{a_3}}, \quad B = a_2 \sqrt[3]{\frac{1}{a_3^2}}.$$

Кривые CE , CF , CD и MN , построенные по уравнениям

$$A^3 B^3 - 4(A^3 + B^3) + 18AB - 27 = 0,$$

$$2A^3 - 9AB + 27 = 0 \quad (\text{при } A < 3),$$

$$AB = 1,$$

разбивают диаграмму на четыре области¹.

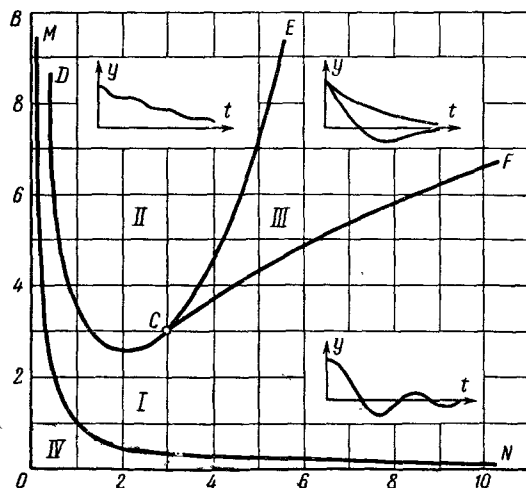


Рис. 2-20. Диаграмма Вышнеградского.

1) области III соответствует аperiodический затухающий процесс;

2) области II — монотонно затухающий процесс колебательного характера;

¹ Первое уравнение дает кривые CE и CF , симметричные относительно биссектрисы координатного угла, второе — кривую CD , третья — MN .

3) области I — периодический затухающий процесс;

4) области IV — неустойчивый процесс.

Таким образом, на основании этой диаграммы, зная числовые значения коэффициентов характеристического уравнения, можно определить характер переходного процесса во время регулирования. Для этого надо вычислить коэффициенты A и B и посмотреть, какой точке на диаграмме Вышнеградского они соответствуют.

Накопленный вычислительный и экспериментальный материал показывает, что при прямом регулировании быстроходных ветродвигателей поворотом лопастей или их концов обычно наблюдается колебательный характер переходного процесса. Поэтому в дальнейшем для исследования движения таких систем при различных внешних возмущениях будем брать общее решение вида (2-36). Для определения произвольных постоянных C , A , B необходимо иметь три уравнения, которые получим путем последовательного дифференцирования уравнения (2-36):

$$x_1 = Ce^{-\lambda t} + e^{-\omega t} (A \cos qt + B \sin qt) + x_{10};$$

$$px_1 = -C\lambda e^{-\lambda t} + e^{-\omega t} [(Bq - A\omega) \cos qt - (B\omega + Aq) \sin qt] + px_{10};$$

$$p^2 x_1 = C\lambda^2 e^{-\lambda t} + e^{-\omega t} \{ [A(\omega^2 - q^2) - 2Bq\omega] \cos qt + [B(\omega^2 - q^2) + 2Aq\omega] \sin qt \} + p^2 x_{10}.$$

Для начального момента времени $t=0$ эти уравнения имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} x_1(0) &= C + A + x_{10}(0); \\ px_1(0) &= -C\lambda - A\omega + Bq + px_{10}(0); \\ p^2 x_1(0) &= C\lambda^2 + A(\omega^2 - q^2) - 2Bq\omega + p^2 x_{10}(0). \end{aligned} \right\} (2-37)$$

Точно таким же образом можно написать систему уравнений для определения произвольных постоянных A_1 , B_1 , C_1 .

Приняв начальные значения рассматриваемых переменных и задавшись характером внешнего возмущения μ и $f(t)$, можно найти по уравнениям (2-37) произвольные постоянные, а затем и численное решение уравнений (2-36).

Отметим, что при подобного рода вычислениях необходимо сверять задаваемые начальные условия с исходной системой уравнений (2-20) § 2-4. Нужно помнить, что данная система допускает введение только трех произвольных начальных значений переменных (или их производных), а все остальные переменные (или их производные) будут от них зависеть.

Рассмотрим характер протекания переходных процессов при регулировании в различных случаях.

Внезапное изменение момента нагрузки при постоянной скорости ветра

Предположим, что во время работы ветродвигателя при постоянной скорости ветра момент нагрузки внезапно изменился и в течение всего периода переходного процесса сохранялся постоянным. Тогда в соответствии с уравнением (2-21) § 2-4 частное решение по координате x_1 запишется в виде:

$$x_{10} = -\frac{a_{22}}{(a_{11}a_{22} - a_{21}a_{12})} f(t), \quad (2-38)$$

где $f(t)$ — зависимость функции времени, характеризующая изменение момента нагрузки.

Для этого случая в качестве начальных условий могут быть приняты: $x_1(0)=0$, $x_2(0)=0$, $px_2(0)=0$ или $x_1(0)=0$, $x_2(0)=0$, $p^2x_2(0)=0$. Такие начальные условия равнозначны и не противоречат исходной системе уравнений.

Так как процесс движения рассматриваем при $v = \text{const}$, т. е. $\mu=0$, исходная система уравнений (2-20) § 2-4 после подстановки в нее начальных условий $x_1(0)=0$, $x_2(0)=0$, $px_2(0)=0$ дает:

$$T_1 px_1(0) = -f(t), \quad T_2^2 p^2 x_2(0) = 0,$$

откуда

$$px_1(0) = -\frac{f(t)}{T_1}, \quad p^2 x_2(0) = 0. \quad (2-39)$$

Как следует из (2-37), для определения произвольных постоянных необходимо иметь значения первой и второй производной как для частного, так и для общего решения.

Так как в данном случае внешнее возмущение рассматривается в виде мгновенного скачка момента нагрузки от одного постоянного значения к другому, согласно выражению (2-38) все производные от x_{10} будут равны нулю.

Чтобы найти значение второй производной от x_1 , продифференцируем первое уравнение исходной системы (2-20):

$$T_1 p^2 x_1 + a_{11} p x_1 + a_{12} p x_2 = 0.$$

Подставляя в него принятые начальные условия и значение первой производной из (2-39), получим:

$$T_1 p^2 x_1 - \frac{a_{11}}{T_1} f(t) = 0,$$

откуда

$$p^2 x_1(0) = \frac{a_{11}}{T_1^2} f(t).$$

После подстановки в (2-37) значений $x_1(0)$, $x_{10}(0)$ и их производных получим следующую систему уравнений для определения произвольных постоянных:

$$C + A = \frac{a_{22}}{(a_{11}a_{22} - a_{21}a_{12})} f(t);$$

$$-C\lambda - A\omega + Bq = -\frac{f(t)}{T_1};$$

$$C\lambda^2 + A(\omega^2 - q^2) - 2Bq\omega = \frac{a_{11}}{T_1^2} f(t).$$

Величины λ , ω и q определяются по корням характеристического уравнения (2-26) § 2-4.

Определив таким образом произвольные постоянные, можно вычислить общий интеграл движения:

$$x_1 = Ce^{-\lambda t} + e^{-\omega t} (A \cos qt + B \sin qt) - \frac{a_{22}}{(a_{11}a_{22} - a_{21}a_{12})} f(t) \quad (2-40)$$

и построить график изменения x_1 в функции времени.

Для координаты x_2 будем иметь соответственно:

$$x_2 = C_1 e^{-\lambda t} + e^{-\omega t} (A_1 \cos qt + B_1 \sin qt) + \frac{a_{21}}{(a_{11}a_{22} - a_{21}a_{12})} f(t). \quad (2-41)$$

Принимая те же начальные условия, получим следующие уравнения для определения произвольных постоянных A_1 , B_1 , C_1 :

$$C_1 + A_1 = -\frac{a_{21}}{(a_{11}a_{22} - a_{21}a_{12})} f(t);$$

$$-C_1\lambda + B_1q + A_1\omega = 0;$$

$$C_1\lambda^2 + A_1(\omega^2 - q^2) - 2B_1q\omega = 0,$$

где λ , ω и q имеют прежние значения.

Результат применения формул (2-40) и (2-41) показан на кривых рис. 2-21, которые на примере ветродвигателя 1D-18 характеризуют движение системы после полного сброса нагрузки.

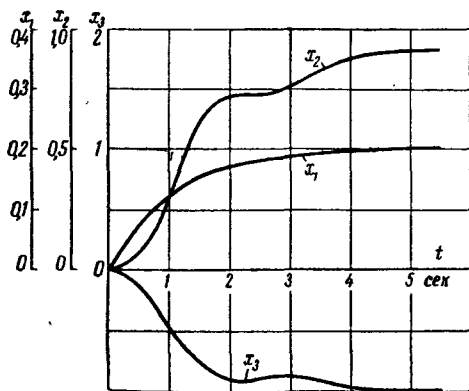


Рис 2-21. Переходный процесс системы после полного сброса нагрузки.

Внезапное изменение скорости ветра при постоянном моменте нагрузки

Скорость ветра внезапно изменяется на величину μ и далее во время переходного процесса остается постоянной. При таком условии частное решение по координатам x_1 и x_2 будет иметь следующий вид:

натам x_1 и x_2 будет иметь следующий вид:

$$x_{10} = \frac{(k_1 a_{22} - k_2 a_{12})}{(a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})} \mu;$$

$$x_{20} = \frac{(k_2 a_{11} - k_1 a_{21})}{(a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})} \mu.$$

С точки зрения физического понимания процесса регулирования при наличии внешнего воздействия со стороны ветра начальные условия: $x_1(0) = 0$, $x_2(0) = 0$, $px_2(0) = 0$ ближе к действительности. Поэтому будем принимать их как здесь, так и в дальнейшем.

Подставляя начальные условия в исходную систему (2-20) § 2-4, получим:

$$px_1(0) = \frac{k_1}{T_1} \mu, \quad p^2 x_2(0) = \frac{k_2}{T_2^2} \mu;$$

$$p^2 x_1(0) = -\frac{a_{11} k_1}{T_1^2} \mu.$$

Напишем уравнения для определения произвольных постоянных, полагая все производные от x_{10} и x_{20} равными нулю:

для координаты x_1

$$\left. \begin{aligned} C + A &= -\frac{(k_1 a_{22} - k_2 a_{12})}{(a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})} \mu, \\ -C\lambda - A\omega + Bq &= \frac{k_1}{T_1} \mu, \\ C\lambda^2 + A(\omega^2 - q^2) - 2Bq\omega &= -\frac{a_{11} k_1}{T_1^2} \mu; \end{aligned} \right\}$$

для координаты x_2

$$\left. \begin{aligned} C_1 + A_1 &= -\frac{(k_2 a_{11} - k_1 a_{21})}{(a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})} \mu, \\ -C_1\lambda - A_1\omega + B_1q &= 0, \\ C_1\lambda^2 + A_1(\omega^2 - q^2) - 2B_1q\omega &= \frac{k_2}{T_2^2} \mu. \end{aligned} \right\}$$

Общие интегралы движения соответственно по координатам x_1 и x_2 будут:

$$\left. \begin{aligned} x_1 &= C e^{-\lambda t} + e^{-\omega t} \left(A \cos qt + \right. \\ &\quad \left. + B \sin qt \right) + \frac{(k_1 a_{22} - k_2 a_{12})}{(a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})} \mu, \\ x_2 &= C_1 e^{-\lambda t} + e^{-\omega t} \left(A_1 \cos qt + \right. \\ &\quad \left. + B_1 \sin qt \right) + \frac{(k_2 a_{11} - k_1 a_{21})}{(a_{11} a_{22} - a_{21} a_{12})} \mu. \end{aligned} \right\} \quad (2-42)$$

Характер движения системы при внезапном увеличении скорости ветра на величину $\mu = \frac{1}{4}$ показан на кривых рис. 2-22 для того же режима работы ветродвигателя, при котором исследовался сброс нагрузки. Внезапное увеличение скорости ветра мгновенно вызывает

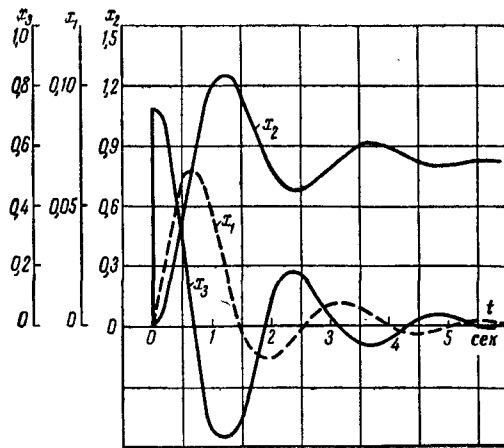


Рис. 2-22. Переходный процесс системы после внезапного увеличения скорости ветра на

$$\mu = \frac{1}{4}.$$

соответствующее увеличение и движущего момента ветродвигателя $x_3 = \frac{\Delta M_B}{(M_B)_0}$. При этом точка, характеризующая режим работы ветродвигателя, перемещается по исходной характеристике движущего момента, соответствующей углу φ_0 , в направлении уменьшения числа моду-

лей, так как в первое мгновение обороты ветроколеса еще не успевают измениться. Таким образом, степень увеличения движущего момента при таком внешнем возмущении будет в основном определяться аэродинамическими свойствами самого ветродвигателя (его аэродинамическими характеристиками) и кратностью порыва ветра.

Возможность появления на валу ветроколеса избыточного момента необходимо учитывать при определении запаса прочности отдельных элементов конструкции ветродвигателя и при исследованиях, связанных с обеспечением устойчивости работы генератора, когда ветро-электрическая станция предназначается для параллельной работы с другими неветровыми электростанциями. В рассмотренном выше случае увеличение движущего момента не связано со снижением запаса прочности передачи, так как при заданных условиях ($M_n = \text{const}$) избыточный момент полностью будет расходоваться на ускорение системы. Однако при наличии в схеме передачи мощности от ветродвигателя к генератору маховика (инерционного аккумулятора) увеличение движущего момента будет связано с соответствующими перегрузками передачи, а следовательно, и со снижением запаса прочности.

Возмущение рассматриваемой здесь системы в виде мгновенного увеличения скорости ветра при постоянном моменте нагрузки является до некоторой степени условным, так как в природных условиях нарастание скорости ветра при порывах происходит с ускорением, имеющим конечные значения, а время действия порыва часто меньше времени переходного процесса системы от данного возмущения. Поэтому результаты вычислений, характеризующие изменение регулируемой величины, в данном случае должны получаться несколько завышенными.

Периодическое изменение скорости ветра при постоянном моменте нагрузки

В действительности скорость ветрового потока в результате перемещений воздуха, связанных как с общими атмосферными условиями, так и с вихреобразованием, вызванными местными условиями у поверхности

земли, подвержена непрерывным пульсациям — порывам. Структурная характеристика порывов ветра чрезвычайно разнообразна, но, несмотря на это, в аэрологии установлены некоторые приближенные закономерности, характеризующие ход порывов во времени.

Для уяснения характера движения системы при пульсациях скорости ветра рассмотрим случай, когда среднее значение максимальной скорости ветра и частота ее колебаний (частота порывов) могут быть выражены приближенной зависимостью [Л. 10]:

$$v_{\text{макс}} = 1,2v_{\text{ср}} + 7,2;$$

$$\nu = 0,0038v_{\text{ср}}^{2,28},$$

где $v_{\text{макс}}$ — среднее значение из максимумов скорости порывов ветра;

ν — число порывов в секунду.

На основании этих соотношений на рис. 2-23 построена диаграмма, показывающая, в какой степени могут изменяться частота и кратность порывов для заданного диапазона рабочих скоростей ветра.

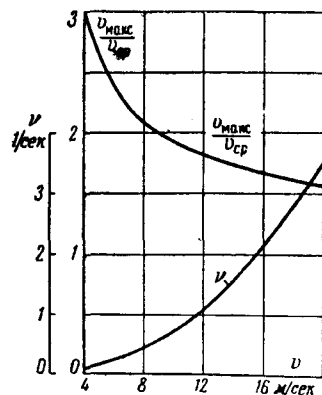


Рис. 2-23. Изменение частоты и кратности порывов ветра в зависимости от скорости ветра.

Представим далее внешнее возмущение со стороны ветра в виде периодического изменения скорости воздушного потока с частотой, равной частоте порывов ветра, и предположим, что при постоянном моменте M_r колебания скорости ветра происходят по синусоидальному закону

$$\Delta v = v \sin \nu t,$$

где v — амплитуда колебания скорости ветра;

ν — частота колебания.

При этом условии уравнения (2-34) запишутся в виде:

$$\left. \begin{aligned} (p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3) x_1 &= b_1 \cos \nu t + b_2 \sin \nu t, \\ (p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3) x_2 &= b_3 \cos \nu t + b_4 \sin \nu t, \end{aligned} \right\} \quad (2-43)$$

где

$$b_1 = \frac{T k_1 v^2}{T_1 T_2^2}; \quad b_2 = \frac{(k_1 a_{22} - k_2 a_{12})}{T_1 T_2^2} v - \frac{k_1 v^2}{T_1};$$

$$b_3 = \frac{k_2 v}{T_2^2}; \quad b_4 = \frac{(k_2 a_{11} - k_1 a_{21})}{T_1 T_2^2} v.$$

Найдем частное решение для координаты x_1 . В силу линейности уравнений (2-43) можно аналогично (2-35) положить, что

$$x_1 = x_{*1} + x_{10}, \quad (2-44)$$

представив здесь частное решение x_{10} в форме

$$x_{10} = \sigma \cos \nu t + \tau \sin \nu t, \quad (2-45)$$

где σ и τ — постоянные коэффициенты, подбираемые так, чтобы при их подстановке уравнения (2-43) обращались в нуль.

Заменяя в (2-44) x_{10} его выражением (2-45), дифференцируя последовательно 3 раза и подставляя в (2-43), получим:

$$\begin{aligned} & p^3 x_{*1} + \nu^3 \sigma \sin \nu t - \nu^3 \tau \cos \nu t + \\ & + a_1 (p^2 x_{*1} - \nu^2 \sigma \cos \nu t - \nu^2 \tau \sin \nu t) + \\ & + a_2 (p x_{*1} - \sigma \nu \sin \nu t + \tau \nu \cos \nu t) + \\ & + a_3 (x_{*1} + \sigma \cos \nu t + \tau \sin \nu t) = b_1 \cos \nu t + b_2 \sin \nu t. \end{aligned}$$

Путем несложных преобразований это равенство приводится к виду:

$$\begin{aligned} & (p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3) x_{*1} = [(\nu^3 - a_2 \nu) \tau + \\ & + (a_1 \nu^2 - a_3) \sigma + b_1] \cos \nu t + [(a_1 \nu^2 - a_3) \tau - (\nu^3 - \\ & - a_2 \nu) \sigma + b_2] \sin \nu t. \end{aligned}$$

Для того чтобы правая часть этого выражения обращалась в нуль, необходимо одновременно:

$$\begin{aligned} & (\nu^3 - a_2 \nu) \tau + (a_1 \nu^2 - a_3) \sigma + b_1 = 0; \\ & (a_1 \nu^2 - a_3) \tau - (\nu^3 - a_2 \nu) \sigma + b_2 = 0. \end{aligned}$$

Отсюда находим значения постоянных коэффициентов

$$\left. \begin{aligned} \sigma &= \frac{(\nu^3 - a_2\nu) b_2 - (a_1\nu^2 - a_3) b_1}{(\nu^3 - a_2\nu)^2 + (a_1\nu^2 - a_3)^2}; \\ \tau &= -\frac{(\nu^3 - a_2\nu) b_1 + (a_1\nu^2 - a_3) b_2}{(\nu^3 - a_2\nu)^2 + (a_1\nu^2 - a_3)^2} \end{aligned} \right\} \quad (2-46)$$

Чтобы получить выражение для частного решения в раскрытом виде, надо полученные значения коэффициентов σ и τ подставить в уравнение (2-45).

Если до начала действия возмущающей силы система находилась в установившемся движении, то можно принять прежние начальные условия $[x_1(0)=0, x_2(0)=0, \dot{x}_1(0)=0]$. Исходная система уравнений (2-20) § 2-4 дает:

$$\dot{p}x_1(0)=0, \quad p^2x_1(0)=\frac{k_1\nu\nu}{T_1}.$$

Подставляя эти значения производных в уравнения (2-37) и замечая, что

$$x_{10}(0)=\sigma, \quad \dot{p}x_{10}(0)=\nu\tau, \quad p^2x_{10}(0)=-\sigma\nu^2,$$

получим следующую систему уравнений для определения произвольных постоянных:

$$\begin{aligned} C + A &= -\sigma; \\ -C\lambda - A\omega + Bq &= -\nu\tau; \\ C\lambda^2 + A(\omega^2 - q^2) - 2Bq\omega &= \frac{k_1\nu\nu}{T_1} + \nu^2\sigma. \end{aligned}$$

Определив произвольные постоянные, можно вычислить общий интеграл движения, который в данном случае имеет вид:

$$x_1 = Ce^{-\lambda t} + e^{-\omega t} (A \cos qt + B \sin qt) + (\sigma \cos \nu t + \tau \sin \nu t). \quad (2-47)$$

Первые два члена характеризуют свободные колебания системы с затуханием, а третий член — вынужденные колебания от периодически меняющейся скорости ветра. Амплитуда свободных колебаний зависит только от начального состояния движения. В первый момент

времени после нарушения установившегося движения амплитуда колебания системы будет определяться разностью частот обоих колебаний, но после того как свободные колебания исчезнут, она будет определяться величиной амплитуды колебания вынуждающей силы.

Напишем выражение для частного решения уравнений (2-43) по координате x_2 :

$$x_{20} = \sigma_1 \cos \nu t + \tau_1 \sin \nu t.$$

Применяя тот же метод, найдем значения коэффициентов σ_1 и τ_1 :

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= \frac{(\nu^3 - a_2\nu) b_4 - (a_1\nu^2 - a_3) b_3}{(\nu^3 - a_2\nu)^2 + (a_1\nu^2 - a_3)^2}; \\ \tau_1 &= -\frac{(\nu^3 - a_2\nu) b_3 + (a_1\nu^2 - a_3) b_4}{(\nu^3 - a_2\nu)^2 + (a_1\nu^2 - a_3)^2}. \end{aligned}$$

При подстановке в исходную систему (2-20) § 2-4 начальных условий, принятых для координаты x_1 , получим $p^2x_2(0)=0$, и для определения произвольных постоянных будем иметь следующие уравнения:

$$\begin{aligned} C_1 + A_1 &= -\sigma_1; \\ -C_1\lambda_1 - A_1\omega + B_1q &= -\nu\tau_1; \\ C_1\lambda^2 + A_1(\omega^2 - q^2) - 2B_1q\omega &= \nu^2\sigma_1. \end{aligned}$$

Общий интеграл движения по координате x_2 может быть записан в следующем виде:

$$x_2 = C_1 e^{-\lambda t} + e^{-\omega t} (A_1 \cos qt + B_1 \sin qt) + (\sigma_1 \cos \nu t + \tau_1 \sin \nu t). \quad (2-48)$$

Для наглядного представления о характере возмущенного движения системы от периодически меняющейся скорости ветра рассмотрим несколько характерных примеров.

Пусть скорость ветра изменяется по синусоидальному закону с амплитудой, равной $v = \frac{1}{4} v_0$ и периодом $T=10$ сек (соответствует частоте $\nu=0,628$). Характер движения системы после начала действия возмущающей силы показан на рис. 2-24. Как следует из этой диа-

граммы, несмотря на некоторое запаздывание действия регулятора по отношению к изменению скорости ветра, существенного увеличения движущего момента не наблюдается. Максимальное значение движущего момента не превышает $1,35 (M_{в})_0$.

Учитывая, что подобного рода системы содержат ряд существенно нелинейных функций, при выборе того или

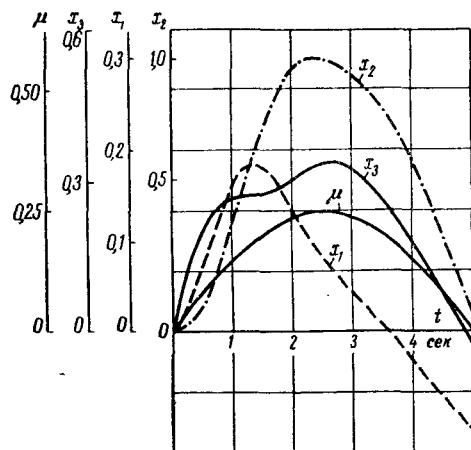


Рис. 2-24. Движение системы при изменении скорости ветра по закону

$$\mu = \frac{1}{4} \sin 0,628t.$$

иного значения внешнего возмущения надо строго следить за тем, как при этом могут измениться коэффициенты уравнений упрощенной линейной системы (2-20) § 2-4.

Нельзя задавать такие внешние возмущения, которые вызывают изменение этих коэффициентов более чем на 25—30%. В тех же случаях, когда требуется получить характеристику точности регулирования при больших внешних возмущениях, вызывающих значительные изменения коэффициентов, следует применять метод численного интегрирования исходной нелинейной системы (2-14) § 2-4.

Увеличение скорости ветра после начала регулирования связано с переводом лопастей на другие углы

установки, а следовательно, и с изменением параметров J_n , $J_{гp}$, k_0 и др. В результате изменяется частота собственных колебаний системы. Чтобы выяснить, возможны ли резонансные колебания, надо проследить изменение частоты собственных колебаний системы и частоты порывов ветра в функции скорости ветра.

Случай, показанный на рис. 2-25, предполагает увеличение частоты колебаний скорости ветра, равной теперь $\nu=2,1$.

Характерным здесь является то, что наблюдается увеличение запаздывания действия регулятора, вслед-

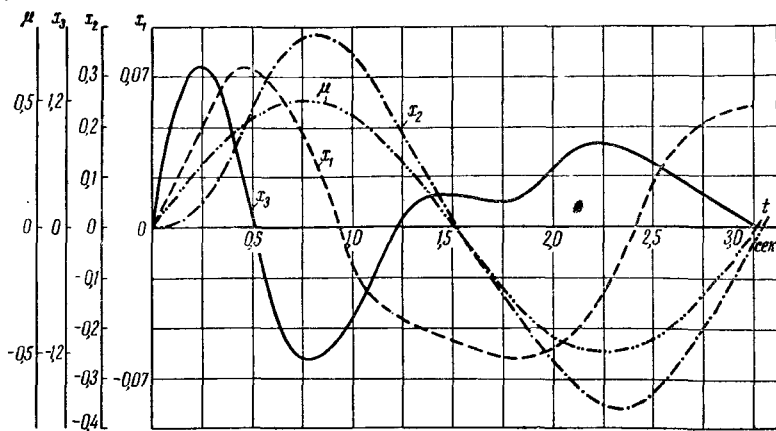


Рис. 2-25. Движение системы при изменении скорости ветра

$$\text{по закону } \mu = \frac{1}{2} \sin 2,1t.$$

ствие чего движущий момент ветродвигателя растет быстрее, чем это имело место в предыдущем примере. В этом случае движущий момент достигает своего максимального значения $2,5 (M_{в})_0$ в первую четверть секунды, после чего, несмотря на дальнейшее нарастание возмущающей силы, движущий момент быстро уменьшается. Установившиеся периодические колебания движущего момента в данном случае происходят с амплитудой, равной $0,8 (M_{в})_0$.

Как видно из приведенных по ветродвигателю 1D-18 примеров, для системы прямого аэродинамического ре-

гулирования динамическая неравномерность скорости вращения будет составлять не более $\pm 5\%$, а максимально возможное увеличение движущего момента не будет превосходить $2,5 (M_n)_a$.

Глава третья

ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

3-1. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПАРАМЕТРЫ

1. *Определение, классификация, назначение.* Ветроэлектрическими установками (ВЭУ) постоянного тока называют установки, электроэнергия от которых распределяется на постоянном токе, независимо от рода тока их генераторов.

Применение постоянного тока в ВЭУ небольшой мощности связано с аккумулярованием энергии ветра с помощью электрохимических аккумуляторов. Аккумулярование на изолированных ВЭУ требуется для получения резервного источника электроэнергии в период слабых ветров и использования избыточной энергии ветра в периоды сильных ветров и малой нагрузки.

По экономическим соображениям электрохимические аккумуляторы могут применяться лишь при малых нагрузках и низком напряжении. Поэтому мощности ВЭУ постоянного тока по большей части ограничиваются пределами 1—2 кВт при напряжении сети 12—24 в и только в специальных отраслях хозяйства применяются ветроустановки мощностью до 5—10 кВт при напряжении сети 110—440 в. Такие мощности соответствуют в большинстве случаев диаметру ветроколеса 1—5 м, максимум 10—12 м. Кроме аккумуляторов, на ВЭУ постоянного тока применяются иногда резервные тепловые двигатели.

По существующей классификации ВЭУ постоянного тока делятся на две группы:

а) Ветроустановки мощностью до 5 кВт, называемые ветрозарядными. Основное назначение их состоит в зарядке аккумуляторов, которые могут использоваться для питания внешней нагрузки параллельно с ветроагрегатом или без него. Они применяются в сельском хозяй-

стве для питания колхозных радиоузлов, освещения отдельных построек и ферм, обслуживания культурных нужд полевых станов, рыболовецких и других промысловых бригад и т. д.

б) Ветроустановки мощностью от 5 кВт и обычно не более 10 кВт, относящиеся к малым ВЭУ. Они используются на железнодорожном транспорте для освещения станций, удаленных от электросетей, чему содействует наличие на транспорте большого аккумуляторного хозяйства; на крайнем севере, где электроэнергия от тепловых установок особенно дорога; реже для сельскохозяйственных объектов. Большей частью такие установки дополнительно к аккумуляторам снабжаются резервным тепловым двигателем.

2. *Технические требования.* К ВЭУ постоянного тока предъявляются следующие требования:

а) Простота и надежность конструкции, так как в силу незначительной мощности и применения в малообжитых местах установки должны работать без квалифицированного надзора и быть недорогими.

б) Возможность работы ветроагрегата при малых скоростях ветра (3—4 м/сек) для обеспечения выработки энергии в течение большей части годового времени. Для выполнения этого требования должны быть выбраны конструкции ветроагрегатов, имеющие наименьшие потери холостого хода и ветроколеса с оптимальным аэродинамическим режимом при малых скоростях ветра.

в) Достаточная емкость аккумуляторов для питания потребителей в периоды безветрия и возможности большего использования избыточной энергии ветра при больших скоростях и малых внешних нагрузках.

На ВЭУ постоянного тока отпадает требование постоянства скорости вращения, предъявляемое к ветроагрегатам переменного тока, так как постоянство напряжения на шинах может быть достигнуто и при переменной скорости вращения генератора.

3. *Компоновка оборудования.* Механические схемы и компоновка оборудования ВЭУ постоянного тока различны в зависимости от типа установки.

Ветрозарядная установка обычно состоит из ветроагрегата с ветроколесом, сидящим непосредственно на валу генератора или соединенным с генератором че-

рез редуктор; щитка с измерительной и коммутационной аппаратурой и шкафа с одной или двумя переносными аккумуляторными батареями. При двух батареях одна из них находится в заряде, а от другой питаются потребители.

На ветрозарядной установке с генератором мощностью 1—3 кВт, которая потребляет лишь часть мощности ветродвигателя, предназначенного в основном для работы с механической нагрузкой, может быть использован не только быстроходный, но и тихоходный ветродвигатель. Генератор, установленный внизу башни, соединяется с трансмиссией ветродвигателя клиноременной передачей. Установка имеет щиток с электрической аппаратурой и аккумуляторную батарею, а резервный двигатель обычно не предусматривается.

ВЭУ малой мощности (5—10 кВт) состоит из быстроходного ветродвигателя, генератора, распределительного щита и аккумуляторной батареи. Для такой установки могут использоваться применяемые в сельском хозяйстве быстроходные ветродвигатели универсального исполнения. Генератор, расположенный внизу башни, соединяется с ветродвигателем клиноременной передачей. Как правило, ветроустановка снабжается резервным тепловым двигателем, работающим на общий с ветроагрегатом или отдельный генератор.

4. *Выбор параметров ветроустановки и расчет емкости аккумуляторов.* Наибольшая емкость аккумуляторной батареи требуется для обеспечения электроснабжения в маловетренные периоды. Поэтому емкость батареи нужно выбирать, исходя из длительности и повторяемости этих периодов. Заданное количество энергии при жестком графике нагрузки и наличии аккумулялирования может быть получено от ВЭУ при ветроколесах разного диаметра, но чем меньше диаметр ветроколеса, тем больше должна быть емкость аккумулятора.

Практически при весьма ограниченном числе типов и мощностей ветродвигателей, выпускаемых промышленностью, чаще приходится брать имеющийся ветроагрегат или ветродвигатель, подходящий по установленной мощности, и к нему подбирать аккумуляторную батарею.

Приближенный расчет емкости батарей методом суточных балансов энергии.

Зная величину суточного потребления энергии и возможные по ветровому графику суточные выработки ветроагрегата за расчетный период, можно определить емкость аккумуляторов при разной степени обеспеченности энергоснабжения путем составления балансов суточной выработки и потребления энергии на каждые календарные сутки этого периода.

Суточная выработка ветроагрегата $A_{в.сут}$ пропорциональна интегралу $\int_0^{T_c} v^3 dt$ и может быть вычислена по формуле

$$A_{в.сут} = 4,81 \cdot 10^{-4} D^2 \xi \eta_m \eta_r \int_0^{T_c} v^3 dt \text{ [квт} \cdot \text{ч]}, \quad (3-1)$$

где ξ , η_m , η_r — средневзвешенные значения коэффициента использования энергии ветра и к. п. д. механической передачи и генератора.

Формула (3-1) учитывает колебания скорости ветра в течение суток и поэтому определенная таким образом суточная выработка значительно отличается от величины, которая может быть получена по кубу среднесуточной скорости ветра. Поэтому суточная выработка должна определяться лишь на основании действительных суточных графиков изменения скорости ветра.

Точное определение выработки по фактическим графикам для каждого суток длительного периода невозможно ввиду трудоемкости такого подсчета и отсутствия, как правило, достаточного количества наблюдений. Поэтому, пользуясь величинами $v_{ср.сут}$ за длительный период по данным метеостанций, приходится ограничиваться вычислением приближенной зависимости суточной выработки от среднесуточной скорости ветра с учетом диапазона рабочих скоростей ветра, используемых данным ветроагрегатом. По ограниченному числу суточных наблюдений (например, месяцу) в месте установки агрегата или ближайшем пункте определяется зависи-

мость $v_{ср.сут}$ от $\sum_{v_{мин}}^{v_p} v^3$, которая переносится на весь данный сезон.

Такая зависимость может быть выражена или непосредственно графиком или в виде коэффициента поправки на

$$k_v = \frac{\int_0^{T_c} v^3 dt}{v_{\text{ср.сут}}^3 T_c} = F(v_{\text{ср.сут}}),$$

который нужно умножить на $v_{\text{ср.сут}}^3$, чтобы получить по этой величине действительную выработку установки $A_{\text{в.сут}}$.

Разница между возможной выработкой ветроагрегата $A_{\text{в.сут}}$ и суточным потреблением $A_{\text{п.сут}}$ будет определять необходимую емкость аккумуляторов $A_{\text{ак.сут}}$:

$$A_{\text{ак.сут}} = A_{\text{п.сут}} - A_{\text{в.сут}}. \quad (3-2)$$

Общая емкость аккумуляторов определяется числом суток n , в течение которых аккумуляторы должны питать нагрузку и выражается произведением $nA_{\text{ак.сут}}$.

Расчет параметров ветроустановки при определении выработки ведется в следующем порядке:

1. По данным потребителей подсчитываются среднесуточные нагрузки и суточное потребление $A_{\text{п.сут}}$.

2. Для средневетреного года (50% обеспеченности) по формуле (3-1) или коэффициентам k_v подсчитываются значения возможной выработки ветроагрегата $A_{\text{в.сут}}$ для одного или нескольких диаметров ветроколес D .

3. Для разных емкостей аккумулятора от нулевой до семи восьмисуточной подсчитываются в табличной форме для каждых суток балансы выработки и потребления энергии с учетом аккумулярования.

4. Подсчитывается годовое число суток, в которые потребитель не удовлетворяется энергией, и строятся кривые зависимости их числа (или обеспеченности в процентах) от величин емкости аккумулятора (рис. 3-1). Полученные величины расчетной емкости аккумулятора должны быть увеличены делением на средний эксплуатационный к. п. д. свинцовых аккумуляторов $\eta_{\text{ак.ср}} = 0,75$.

5. Проводится подсчет стоимости сооружения ВЭУ и себестоимости энергии при заданной степени обеспеченности энергоснабжения для вариантов с тепловым резервом и без него и строятся кривые зависимости стоимости энергий от емкости аккумулятора. Выбирается вариант наименьшей стоимости энергии.

Выбранная величина емкости батареи должна быть проверена по допустимому зарядному току, величина которого должна быть не меньше номинального тока генератора ветроагрегата, и по допустимому разрядному току нагрузки.

Приблизенный метод расчета емкости батареи по таблице. При отсутствии данных по структуре ветрового потока и для ориентировочных расчетов емкости аккумуляторов может служить табл. 3-1.

Она составлена В. Р. Секторовым и Г. А. Печковским на основании данных четырехлетних наблюдений периодов безветрия в одном из пунктов Московской области для $v_p = 8$ м/сек и разных $v_{\text{мин}}$ ветроагрегатов. Следует учитывать, что аккумуляторы, выбранные по этой таблице, не проверены на возможность их полного заряда в периоды между разрядами, что учитывается в приведенной выше методике более точного расчета емкости аккумуляторов, вследствие чего мощности ветродвигателей при выборе аккумуляторов по табл. 3-1 нужно брать с запасом 20—25%.

Из табл. 3-1 видно, что длительность нерабочих периодов ветродвигателей сильно возрастает при увеличении начальной рабочей скорости ветродвигателя. Требуемая емкость аккумуляторов для получения заданной обеспеченности питания потребителей зависит от числа длительных нерабочих периодов ветроагрегата.

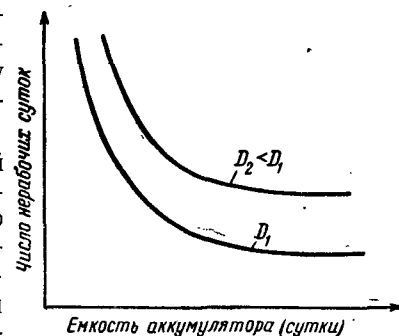


Рис. 3-1. Зависимость числа нерабочих суток ВЭУ от емкости аккумулятора и диаметра ветроколеса.

Таблица 3-1

Определение емкости аккумуляторов в зависимости от среднегодовой скорости ветра $v_{\text{г}}$ и $v_{\text{мин}}$ ветроагрегата при $v_p = 8 \text{ м/сек}$

$v_{\text{г}}, \text{м/сек}$	$v_{\text{мин}} = 3 \text{ м/сек}$					$v_{\text{мин}} = 4 \text{ м/сек}$					$v_{\text{мин}} = 5 \text{ м/сек}$				
	Годовое число n нерабочих периодов ветродвигателя продолжительностью m суток					Годовое число n нерабочих периодов ветродвигателя продолжительностью m суток					Годовое число n нерабочих периодов ветродвигателя продолжительностью m суток				
	Число часов нерабочих скоростей ветра в году, %					Число часов нерабочих скоростей ветра в году, %					Число часов нерабочих скоростей ветра в году, %				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
4	22,9	28	12	4	0,7	1	2	39,6	22	13	8	5	4	5	7
4,5	18	22	10	3	0,5	0,8	1,6	32	17	10	6,4	4	3,2	5,5	4
5	14,1	17	7	2,5	0,4	0,6	1,2	25,6	14	8	5	3	2,5	4,5	2
5,5	11	15	6	2	0,3	0,5	1	20	11,5	6,2	4	2,5	2	3,5	2
6	8,4	10	4	1,5	0,25	0,4	0,7	16,4	8,5	5	3	2	1,6	2,8	1,5

Обеспеченность покрытия нагрузки в процентах может быть подсчитана по приближенной формуле

$$p = 100 - \frac{100 [n_2(2-m) + n_3(3-m) + n_4(4-m) + \dots]}{365} \%, \quad (3-3)$$

где n_2 , n_3 и т. д. — число нерабочих периодов в году продолжительностью 2, 3, 4 и т. д. суток;
 m — емкость аккумуляторов в сутках.

Если разность, стоящая в круглых скобках, отрицательна, то она исключается из формулы (3-3). Расчет по формуле (3-3) и табл. 3-1 показывает, что при $p \approx 95\%$ можно ограничиваться общей емкостью аккумуляторов в пределах 1—5 суток при $v_{\text{ср.г}} = 4,5\text{—}6 \text{ м/сек}$ и $v_{\text{мин}} = 3\text{—}5 \text{ м/сек}$.

При выборе емкости аккумуляторов по табл. 3-1 для потребителей с суточным расходом энергии более 1 квт·ч и работе с ветродвигателями, имеющими $v_{\text{мин}} = 4\text{—}5 \text{ м/сек}$, расчетная емкость получается весьма значительной. В этих случаях целесообразно применять резервный тепловой двигатель, что позволяет ограничиться установкой аккумуляторов с одно-двухсуточным запасом емкости.

3-2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

1. *Режимы работы.* В зависимости от изменений скорости ветра и величины нагрузки ВЭУ постоянного тока может работать в одном из следующих режимов: 1) ветроагрегат заряжает батарею без внешней нагрузки; 2) ветроагрегат заряжает батарею и одновременно питает внешнюю нагрузку; 3) ветроагрегат и батарея работают параллельно на внешнюю нагрузку и 4) батарея питает внешнюю нагрузку одна. Таким образом, аккумуляторная батарея работает на ветроустановке, как правило, в смешанном режиме, переходящем с режима заряд — разряд в периоды отсутствия нагрузки или ветра, на режим постоянного подзаряда (буферный режим) при наличии ветра и внешней нагрузки. Так работают все ВЭУ постоянного тока, кроме тех ветрозарядных установок, которые по роду своих потребителей должны иметь две батареи. В последнем случае батареи работают только в режиме заряд — разряд, причем одна из них заряжается от ветроагрегата, а другая питает в это время потребителей.

Поскольку величина зарядного тока зависит от разности напряжений генератора и аккумуляторной батареи, отдача ветроагрегата, работающего на заряд батареи, при заданной скорости вращения n_1 генератора зависит от степени заряженности батареи. Чем меньше заряжена батарея и, следовательно, ниже ее напряжение, тем больше будут зарядный ток и отдача генератора при условии достаточной мощности ветродвигателя. При недостатке последней скорость вращения агрегата снизится до n_2 и генератор перейдет на работу по другой, сниженной внешней характеристике, при работе по которой отдача генератора и зарядный ток батареи уменьшатся в соответствии с располагаемой мощностью ветродвигателя. Рабочие характеристики ветроагрегата $P_B = f(n)$ соответственно также понижаются.

Рассмотрим условия заряда и разряда аккумуляторной батареи и распределения нагрузки между нею и ветроагрегатом для общего случая их параллельной работы.

Условно принимая зарядный ток батареи положительным, получим выражение силы тока внешней нагрузки I :

$$I = I_r - I_6, \quad (3-4)$$

где I_r и I_6 — соответственно сила тока генератора и батареи.

Напряжение U на сборных шинах будет равно:

$$U = E_r - I_r r_r = E_6 + I_6 r_6. \quad (3-5)$$

Разность ΔE между э. д. с. генератора E_r и э. д. с. батареи E_6 составит:

$$\Delta E = E_r - E_6 = I_6(r_r + r_6) + I_r r_r, \quad (3-6)$$

где r_r — сопротивление цепи якоря генератора;

r_6 — внутреннее сопротивление батареи и соединительных проводов.

При отсутствии внешней нагрузки ($I=0$) генератор работает только на заряд батареи (первый режим).

При возрастающей внешней нагрузке I и постоянной величине ΔE зарядный ток батареи I_6 будет уменьшаться (второй режим). Если нагрузка I увеличится настолько,

что $I_r = \Delta E$, то $I_6 = 0$, т. е. заряд батареи прекратится. При дальнейшем увеличении нагрузки, когда $I_r > \Delta E$, ток I_6 переменит знак, так как батарея будет разряжаться и питать внешнюю нагрузку вместе с генератором (третий режим). Если величина внешней нагрузки будет постоянна, а E_r и E_6 будут изменяться, то при большей величине E_r ток батареи будет зарядным, а при большей величине E_6 — разрядным. При $E_r = E_6 + I_r r_r$ ток

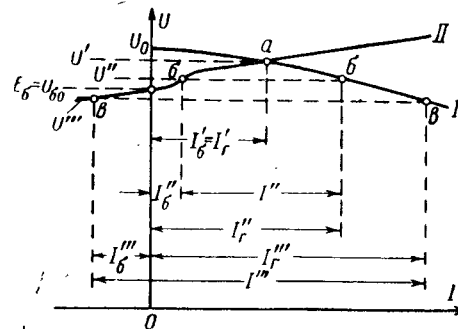


Рис. 3-2. Внешние характеристики аккумуляторной батареи и генератора с падающей характеристикой при параллельной работе.

батарей $I_6 = 0$. При отсутствии ветра, когда ветроагрегат не работает, нагрузка питается только от батареи, причем $I_6 = I$, а напряжение на шинах $U = E_6 - I r_6$ (четвертый режим).

Распределение нагрузки при параллельной работе ветроагрегата и аккумуляторной батареи зависит от внешних характеристик генератора и батареи. Внешняя характеристика генератора зависит от его типа и способа регулирования напряжения и может быть падающей или горизонтальной. Внешняя характеристика батареи зависит также от ее типа, а также от степени ее заряженности и износа. Она представляет наклонную кривую, повышающуюся в сторону увеличения зарядного тока.

Совмещенные внешние характеристики генератора I и батареи II для случая падающей характеристики генератора при $n = \text{const}$ показаны на рис. 3-2. Если пре-

небредать падением напряжения в соединительных проводах, то при всех режимах параллельной работы $U_r = U_6$. При отсутствии внешней нагрузки сила тока батареи определяется точкой пересечения обеих внешних характеристик. При этом, если $U_r > E_6$, ток будет зарядным (точка a) и $I_r' = I_6'$. При наличии внешней нагрузки ветроагрегат будет одновременно питать нагрузку и заряжать батарею $I_r'' = I'' + I_6'$. Напряжение на шинах вследствие увеличения нагрузки должно понизиться. Новая величина его $U_r'' = U_6''$ определится на диаграмме точками b пересечения обеих характеристик горизонтальной прямой, проведенной так, чтобы отрезок ее $b-b$ был равен току внешней нагрузки I'' . Зарядный ток батареи уменьшится, так как он будет вызываться теперь меньшей разностью напряжений $U_r'' - E_6$. При дальнейшем увеличении внешней нагрузки до I''' напряжение понизится ниже E_6 (до U''' в точках $в$), батарея перейдет в режим разряда и будет питать нагрузку I''' , представленную горизонтальным отрезком $в-в$ совместно с генератором, т. е. $I''' = I_r''' + I_6''$. В общем при увеличении внешней нагрузки зарядный ток батареи уменьшается, и ток генератора увеличивается на меньшую величину, чем ток внешней нагрузки. Напряжение $U_{60} = E_6$ соответствует режиму холостого хода батареи.

Длительность разряда батареи, работающей в режиме постоянного подзаряда, зависит от наклона внешней характеристики генератора. Чтобы избежать длительных разрядов, желателен такой наклон этой характеристики, при котором ветроагрегат при полной мощности принимал бы на себя всю внешнюю нагрузку и еще продолжал подзаряжать батарею.

В случае, если генератор имеет горизонтальную внешнюю характеристику, то распределение нагрузки между ветроагрегатом и аккумуляторной батареей будет иметь другой характер: зарядный ток батареи при увеличении внешней нагрузки не будет уменьшаться, так как напряжение генератора при этом остается постоянным (рис. 3-3). При отсутствии внешней нагрузки и $U_r > E_6$ зарядный ток батареи будет определяться по-

прежнему точкой a пересечения внешних характеристик. При включении нагрузки напряжение U_r не изменится, вследствие чего ток генератора при увеличении нагрузки определится точками пересечения линии постоянного напряжения с естественной внешней характеристикой генератора при данной скорости его вращения (точка b) и не может быть больше $I_{r.нр} = I_6' + I'$. При изменении нагрузки и постоянном напряжении зарядный ток остается неизменным. При большем увеличении нагрузки происходит падение напряжения генератора по естественной ха-

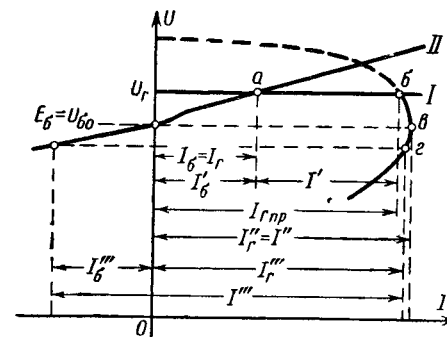


Рис. 3-3. Внешние характеристики аккумуляторной батареи и генератора с горизонтальной характеристикой.

рактеристике (на рис. 3-3 — пунктирной). При этом зарядный ток уменьшается, и если напряжение уменьшится до $U_r < E_6$ (ниже точки $в$), ток батареи сделается разрядным; внешняя нагрузка I''' будет покрываться ветроагрегатом совместно с батареей $I''' = I_r''' + I_6''$ (точка $г$).

Для сохранности батареи и приемников энергии режим заряда батареи должен удовлетворять определенным условиям. Наибольший зарядный ток, имеющий место в начале заряда, когда напряжение батареи мало, не должен превосходить допустимого для данного типа и емкости батареи. К концу заряда он должен уменьшаться для того, чтобы избежать перезаряда батареи. Для осуществления такого режима напряжение генератора ветроагрегата в течение заряда должно оставаться постоянным и близким к номинальному. Однако с пони-

жением температуры окружающего воздуха величина напряжения и время заряда увеличиваются, а полезная емкость батареи и напряжение при ее разряде уменьшаются. Поэтому для соблюдения нормального режима работы батареи должна работать при постоянной температуре окружающего воздуха и устанавливаться в отапливаемых зимой помещениях. В случае установки в холодных зданиях для создания нормального режима заряда в разное время года напряжение генераторов ветроагрегатов следует изменять по сезонам. Выполнение указанных условий обеспечивает наибольший срок службы батареи. С другой стороны, для обеспечения своевременного заряда батареи после ее разряда может потребоваться повышение напряжения заряда. Необходимая величина напряжения генератора, исходя из обоих условий, может быть подсчитана по характеристикам генератора и батареи в зависимости от продолжительности периодов заряда и разряда батареи в местных условиях эксплуатации ВЭУ, которые можно определить, пользуясь характерными суточными графиками скорости ветра для зимних и летних суток и графиком нагрузки.

2. *Типы и характеристики генераторов ветроагрегатов и способы регулирования напряжения.* Технические требования к генераторам. Генераторы на ВЭУ постоянного тока могут обеспечивать необходимое качество энергии, работая с переменной скоростью вращения. Это дает возможность работы при более выгодном аэродинамическом режиме ветродвигателя и позволяет применять более простое регулирование скорости вращения. Режим работы генератора ветроагрегата при переменной скорости вращения параллельно с аккумуляторной батареей, сходный с режимом генератора на автомашине, позволяет применять в некоторых ветроустановках элементы автотракторного электрооборудования. Однако применение на ВЭУ генераторов автотракторного типа не всегда целесообразно по следующим причинам. Существенное различие между режимами работы генераторов ветроагрегатов и на автомашинах состоит в том, что установленная мощность генераторов ветроагрегатов в большинстве случаев соответствует установленной мощности приводящих их двигателей, а потому их характеристики мощности по

скорости вращения для наилучшего использования отдачи ветродвигателей должны возможно ближе соответствовать оптимальному режиму двигателя. Мощность же автотракторных генераторов несоизмерима с мощностью вращающих их двигателей автомашин, вследствие чего такого соответствия характеристик не требуется. Кроме того, те и другие генераторы имеют различные диапазоны изменения рабочих скоростей вращения. Скорость вращения генераторов ВЭУ изменяется в отношении от 1:1,5 до 1:3, тогда как у автотракторных генераторов это изменение доходит до 1:8,5. Меньший диапазон изменения скорости вращения у ВЭУ иногда позволяет применять на них более простые методы регулирования напряжения.

Эксплуатационные показатели генераторов ВЭУ должны быть близкими к показателям нормальных генераторов стационарных электроустановок. Дополнительным требованием, особенно для генераторов ветрозарядных агрегатов, являются малые потери холостого хода, что дает возможность ветроагрегату начинать отдавать мощность при меньшей скорости ветра и работать с высоким к. п. д. при небольших располагаемых мощностях, которые имеют место большую часть года.

Перечисленные условия работы привели к тому, что в СССР на ВЭУ мощностью более 1,5 кВт применяются нормальные типы стационарных генераторов постоянного тока с параллельным и смешанным возбуждением, а для мелких ветрозарядных агрегатов — преимущественно синхронные генераторы с возбуждением от постоянных магнитов, которые отличаются простотой и надежностью конструкции и малыми потерями холостого хода. Реже применяются некоторые типы автотракторных генераторов. Номинальная мощность генераторов ветроагрегатов ввиду работы при переменной скорости вращения рассчитывается примерно при половинной скорости вращения от максимальной $n_p \approx 0,5 n_{\text{макс}}$, а номинальное напряжение должно развиваться при $n = 0,25 \div 0,3 n_{\text{макс}}$. В некоторых случаях на ВЭУ приходится устанавливать более тихоходные генераторы для получения возможности непосредственного соединения их с валом ветроколеса или для уменьшения передаточного отношения редукторов. Выполнение этих условий

вызывает иногда увеличение габаритов генераторов ВЭУ по сравнению с нормальными типами.

Основным требованием, предъявляемым к генераторам ветроагрегатов, является обеспечение правильного режима заряда аккумуляторной батареи.

Работа генераторов без регулирования напряжения. Метод работы ВЭУ постоянного тока без регулирования напряжения для ветрозарядных агрегатов является по простоте оборудования наиболее прогрессивным и получает в последнее время большое распространение. Он основан на том, что при работе с аккумуляторной батареей постоянство напряжения на шинах в пределах изменения напряжения батареи, т. е. от 2,3 до 1,7 в на элемент (или $\pm 15\%$), поддерживается самой батареей без специального регулирования напряжения генератора. Последнее в этом случае равно:

$$U_r = E_6 + I_3 R_6, \quad (3-7)$$

где I_3 — зарядный ток;

R_6 — внутреннее сопротивление батареи и соединительных проводов.

Колебание напряжения генератора при изменении силы зарядного тока не может быть большим, так как сопротивление аккумуляторов, а вместе с тем и величина $I_3 R_6$ малы.

Режим работы генератора без регулирования напряжения не допускает отсоединения батареи. В противном случае напряжение генератора может недопустимо повыситься.

Увеличение напряжения батареи в конце заряда при работе генератора без регулирования напряжения вызывает необходимость уменьшения числа элементов батареи настолько, чтобы верхний предел напряжения батареи не превосходил номинального напряжения ламп. При неполностью заряженной батарее светоотдача ламп понижается, что является некоторым недостатком этого метода работы ВЭУ. Защита генератора от перегрузки при больших скоростях ветра должна обеспечиваться регулированием ветродвигателя.

Характеристики $U=f(n)$ и $P_r=f(n)$ генераторов постоянного тока с параллельным возбуждением, работающих без регулирования напряжения при отсутствии на-

сыщения магнитной цепи, близки к прямым линиям и, следовательно, вообще говоря, не совмещаются с вершинами характеристик мощности ветродвигателей во всем диапазоне рабочих скоростей ветра. Наклон характеристик генератора и скорость вращения при начале возбуждения зависят от величины тока возбуждения. Последняя может быть изменена путем включения в цепь возбуждения постоянных сопротивлений. Подбором сопротив-

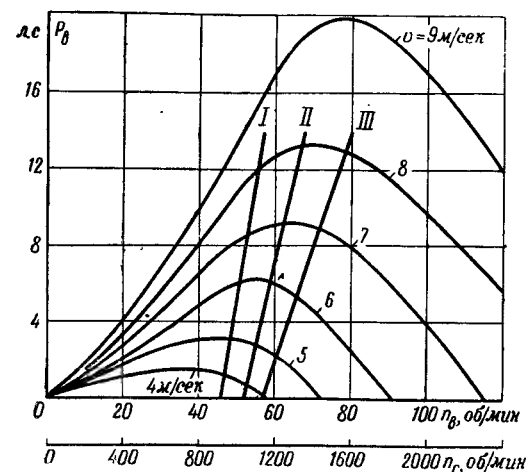


Рис. 3-4. Совмещенные характеристики ветродвигателя D-12 и генератора постоянного тока при различной величине сопротивлений в цепи возбуждения.

ления можно приблизить характеристику генератора $P_r=f(n)$ к вершинам характеристик ветродвигателя для нескольких наиболее важных для эксплуатации скоростей ветра (рис. 3-4).

Способы регулирования напряжения генераторов постоянного тока. Применение генераторов с параллельным возбуждением без регулирования напряжения дает лишь относительную близость характеристик генератора к вершинам характеристик ветродвигателя и относительное постоянство напряжения на шинах, достаточное не для всех приемников энергии, а также не вполне обеспечивает правильный режим заряда аккумуляторов. Поэтому, особенно на более

крупных ветроустановках, часто применяются следующие способы регулирования напряжения.

А. Бесконтактные схемы. Регулирование напряжения при помощи дополнительной обмотки возбуждения или путем использования свойств реакции якоря.

Б. Контактные устройства. Вибрационные или угольные электромагнитные регуляторы напряжения.

В первых двух способах (А) регулирующим импульсом является изменение силы тока и регулирование производится на поддержание ее постоянства. Такое регулирование имеют генераторы со встречной последовательной обмоткой возбуждения и трехщеточные генераторы. При применении контактных устройств регулирование происходит непосредственно по напряжению.

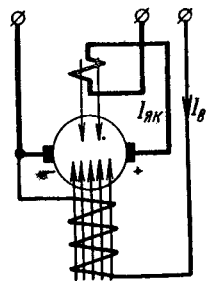


Рис. 3-5. Принципиальная схема генератора постоянного тока с параллельной и встречной последовательной обмотками возбуждения.

Схема возбуждения генераторов со смешанным возбуждением встречной последовательной обмоткой дана на рис. 3-5. Генераторы с этой системой возбуждения дают при изменении скорости вращения более благоприятную форму характеристики мощности по отношению к характеристикам ветродвигателя, чем с одной параллельной обмоткой возбуждения. При увеличении скорости ветра скорость вращения ветродвигателя повышается, увеличивается э. д. с. генератора и при постоянном сопротивлении нагрузки сила тока в цепи. Ток нагрузки ограничивается действием встречной обмотки возбуждения, которая вызывает уменьшение намагничивающей силы (н. с.) полюсов при увеличении тока якоря. При соответствующем расчете н. с. встречной обмотки возбуждение генератора будет ограничиваться так, что при увеличении скорости вращения до некоторого предела нагрузка не будет превышать расчетной мощности ветродвигателя. Н. с. встречной обмотки обычно составляет 20—40% от н. с. параллельной обмотки. Ее величина определяется по характеристике генератора $E_r = f(n)$ в зависимости от диапазона изменения скорости

вращения ветродвигателя. Однако эта система регулирования имеет ряд недостатков. При работе ВЭУ на заряженную аккумуляторную батарею напряжение батареи и генератора сильно возрастает, что ведет к увеличению зарядного тока. Последний при сильном ветре может стать слишком большим для батареи. Во избежание перезаряда емкость батареи приходится брать увеличенной. При сильном ветре и отключенной внешней нагрузке, когда скорость вращения ветроагрегата увеличивается, а встречная обмотка возбуждения не действует, напряжение генератора при случайном отсоединении батареи может повыситься в 2—3 раза и повредить параллельную обмотку возбуждения. Для предохранения обмотки возбуждения от пробоя приходится делать глухое соединение между батареями и генератором без предохранителей, что нежелательно, так как лишает генератор и батарею защиты от сверхтоков.

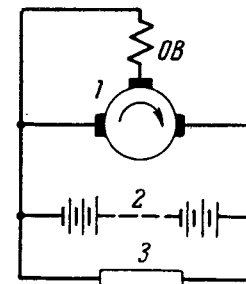


Рис. 3-6. Принципиальная схема трехщеточного генератора.
1 — генератор; 2 — батарея;
3 — нагрузка; ОВ — обмотка возбуждения.

Другие более сложные схемы автоматического регулирования напряжения генераторов с применением дополнительных обмоток возбуждения или их шунтирования нелинейными сопротивлениями не нашли пока распространения.

На малых ветрозарядных агрегатах старой конструкции применялись трехщеточные генераторы автомобильного типа. Эти генераторы имеют параллельное возбуждение с присоединением одного конца обмотки возбуждения к одной из главных щеток, а другого к дополнительной третьей щетке, расположенной на коллекторе по направлению вращения якоря перед второй главной щеткой (рис. 3-6). Система весьма проста и не требует квалифицированного ухода, так как генератор не имеет дополнительных обмоток или регулятора. Однако по условиям коммутации третьей щетки она может применяться только при напряжении до 6 в и мощности генераторов до 100 вт. Принцип регулирования общеизвестен и основан на использовании реакции якоря генератора, которая вызывает неравномерное рас-

пределение магнитной индукции в воздушном зазоре машины. Характеристики трехщеточного генератора и ветродвигателя хорошо согласуются, однако этот тип генератора плохо удовлетворяет условиям правильного режима заряда аккумуляторной батареи и постоянства напряжения приемников энергии. На постоянство напряжения трехщеточного генератора влияют состояние пластин и степень заряда батареи. Если внутреннее сопротивление аккумулятора сильно возрастет (например, от сульфатации пластин) или батарея отсоединится от генератора, то согласно уравнению (3-7) напряжение генератора может сильно повыситься (до 10 в при $U_n = 6$ в) и вызвать выход из строя приемников энергии и самого генератора. Значительное повышение напряжения и силы зарядного тока происходит также в конце заряда аккумуляторов, когда э. д. с. батареи сильно возрастает. В результате аккумуляторы испытывают систематические перезаряды или недозаряды, что сокращает срок их службы.

Эти недостатки трехщеточного генератора заставляют в последнее время отказываться от его применения.

Регулирование напряжения электромагнитными регуляторами дает наибольшее постоянство напряжения и в сочетании с ограничением силы тока генератора дает наилучший режим заряда аккумуляторной батареи. Это преимущество данного способа регулирования, важное для потребителей, требующих постоянства напряжения, заставляет предпочитать его другим, несмотря на то, что характеристики мощности генератора и ветродвигателя здесь менее согласуются друг с другом.

В зависимости от мощности и напряжения генератора на ВЭУ применяются вибрационные или угольные регуляторы напряжения. Для ветрозарядных агрегатов напряжением 6—30 в могут применяться вибрационные одноступенчатые регуляторы автомобильного типа. Угольные регуляторы изготавливаются и применяются при напряжении 120—460 в.

Вибрационный регулятор, принципиальная схема которого дана на рис. 3-7, устанавливает среднюю величину тока возбуждения в зависимости от отношения t_1/t_2 — времени замкнутого и разомкнутого состояний

контактов к. Благодаря этому при увеличении скорости вращения генератора средняя величина тока возбуждения уменьшается и напряжение генератора остается постоянным. Величина добавочного сопротивления R_d , включаемого в цепь возбуждения, определяется наибольшей скоростью вращения генератора, до которой регулятор должен поддерживать постоянство напряжения, а наибольшая скорость вращения определяется степенью неравномерности регулятора ветродвигателя. Нижний предел работы регулятора напряжения определяется минимальной скоростью вращения, при которой напряжение и ток возбуждения достигают номинальной величины. Обмотка возбуждения генератора мощностью более 1 кВт, работающего с вибрационным регулятором, обычно делится на две части, каждая из которых имеет отдельный регулятор. Это делается для уменьшения разрывного тока контактов регулятора, что повышает надежность его работы.

Защита от перегрузки. Регулирование на постоянную величину напряжения $U_r \approx \text{const}$ может вызвать в случае разряженной батареи большие перегрузки генератора и батареи по зарядному току. Для ограничения нагрузки генератора применяются вибрационные регуляторы напряжения, снабженные компенсирующей токовой обмоткой (КО на рис. 3-12), которая включается в цепь якоря генератора, или максимальное токовое реле (РМ), представляющее по принципу действия тоже вибрационный регулятор, но реагирующий на силу тока (см. рис. 3-21).

В регуляторе с компенсирующей токовой обмоткой параллельная и последовательная обмотки должны создавать намагничивающую силу (н. с.) одного направления. Внешняя характеристика генератора при этом

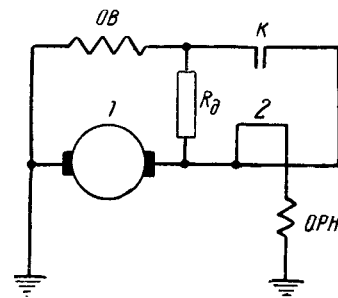


Рис. 3-7. Принципиальная схема генератора с вибрационным регулятором напряжения,

1 — генератор; 2 — регулятор напряжения; К — контакт регулятора напряжения; ОВ — обмотка возбуждения генератора; ОРН — обмотка регулятора напряжения; R_d — дополнительное сопротивление.

имеет вид наклонной кривой. Обычно при регуляторах напряжения с токовой обмоткой падение напряжения на генераторе не превышает 10—15%, чтобы батарея не начала разряжаться раньше, чем ток генератора достигнет номинальной величины. Действие такого регулятора следующее. В начале заряда батареи регулятор, стремясь поддержать напряжение постоянным, увеличивает силу зарядного тока, причем последовательная обмотка увеличивает н. с. сердечника, вследствие чего регулятор начинает работать раньше, чем в случае бестоковой обмотки. В результате зарядный ток держится на пониженном уровне. При увеличении э. д. с. батареи по мере ее заряда величина зарядного тока будет снижаться, вследствие чего н. с. последовательной обмотки будет уменьшаться. Контакты регулятора будут длительное время оставаться замкнутыми, в результате чего э. д. с. генератора и зарядный ток будут снижаться меньше. Таким образом, регулятор ограничивает силу зарядного тока батареи в начале заряда, а к концу — уменьшает ее не слишком сильно.

Конструкция максимального токового реле не отличается от регулятора напряжения, но имеет вместо параллельной последовательную обмотку. Внешняя характеристика генератора, работающего с максимальным реле и регулятором напряжения без токовой обмотки, имеет вид горизонтальной прямой. До тех пор, пока величина тока генератора не превосходит уставки тока максимального реле, работает один регулятор напряжения. При превышении заданной величины тока начинает вибрировать якорь максимального реле, которое снижает напряжение до величины, при которой сила тока не превышает тока уставки реле. В это время регулятор напряжения не работает (его контакты замкнуты), так как напряжение держится ниже его уставки. При больших перегрузках напряжение генератора падает до пересечения с нижней ветвью внешней характеристики генератора и далее уменьшается по этой характеристике. Так как максимальное реле и регулятор напряжения работают не одновременно, добавочное сопротивление R_d в конструкции регуляторов напряжения и тока делают общим, а их контакты соединяют последовательно.

Синхронные генераторы с возбужде-

нием от постоянных магнитов. Генераторы этого типа имеют ротор с полюсами из высокомагнитного алюминевоникелевого сплава (альни) без обмотки и статор с обмоткой трехфазного тока. Эти генераторы для ветрозарядных агрегатов имеют следующие преимущества перед генераторами постоянного тока: большую простоту конструкции и надежность в эксплуатации ввиду отсутствия коллектора, контактных колец и обмотки ротора, что весьма важно для ветроэлектрических установок, расположенных в удаленных точках; отсутствие потерь на возбуждение и меньшие потери холостого хода, благодаря чему ветроагрегат с генератором данного типа начинает работать при меньшей скорости ветра; отсутствие помех радиоприему благодаря отсутствию искрящих контактов; возможность выполнения генератора с более благоприятной для ветродвигателя характеристикой мощности $P_r = f(n)$.

Отсутствие обмотки возбуждения не позволяет применить для генераторов этого типа ни один из обычных методов регулирования напряжения воздействием на силу тока возбуждения. Регулирование напряжения этих генераторов можно осуществлять с помощью феррорезонансных стабилизаторов напряжения, включаемых в цепь нагрузки. Однако обычно при работе ветроагрегата с аккумуляторной батареей регулирование напряжения на этих генераторах не применяется, тем более, что изменение напряжения генератора с постоянными магнитами при изменении скорости вращения происходит менее резко, чем у генераторов постоянного тока.

3. *Сравнение режимов работы ветроагрегата с различными типами генераторов при различных способах регулирования напряжения.* Режимы работы генераторов постоянного тока при регулировании напряжения на постоянную силу тока не отвечают условиям правильного заряда аккумуляторной батареи вследствие возрастания напряжения и силы тока генератора в конце заряда. Режим напряжения у приемников энергии оказывается также неблагоприятен. Поэтому несмотря на то, что при данном способе регулирования может быть достигнуто лучшее использование ветродвигателя, применение подобного регулирования на ВЭУ не может рекомендоваться. Целесообразнее применение генераторов с параллельным возбуждением и электромагнитны-

ми регуляторами напряжения с токовой компенсацией или максимальным реле, создающих лучшие условия для заряда батареи и работы потребителей, хотя использование мощности ветродвигателя получается здесь несколько худшим. Для сравнения работы генераторов на заряд аккумуляторов при различных способах регулирования напряжения на рис. 3-8 показаны кривые изменения зарядного тока I_z в зависимости от продолжительности заряда.

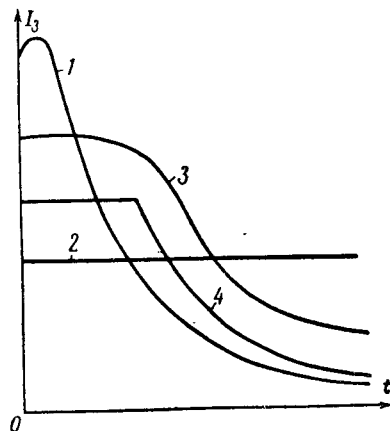


Рис. 3-8. Кривые изменения зарядного тока батареи по времени при разных способах регулирования напряжения.

напряжения, работающем. Обе кривые 3 и 4 лучше соответствуют условиям правильного заряда батареи, но последний способ имеет преимущество независимой настройки уставки напряжения и силы тока реле. С точки зрения наилучшего использования располагаемой мощности ветродвигателя режимы работы ветродвигателя при наличии регулирования напряжения электромагнитным регулятором и без регулирования напряжения одинаковы.

При применении угольных электромагнитных регуляторов режимы работы генераторов аналогичны их режимам работы с вибрационным регулятором.

Синхронные генераторы с возбуждением от постоянных магнитов, которые строятся на небольшие мощно-

сти, имеют перечисленные выше эксплуатационные преимущества и дают хорошее использование ветродвигателя.

В результате сравнения применения для ветроагрегатов генераторов разных типов и рассмотрения режимов их работы следует сделать вывод, что для малых ветрозарядных агрегатов наиболее целесообразным является применение синхронных генераторов с постоянными магнитами, работающих без регулирования на-

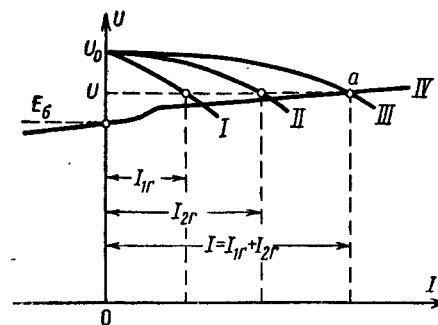


Рис. 3-9. Внешние характеристики двух генераторов, работающих параллельно на заряд аккумуляторной батареи.

пряжения, а для более мощных установок — применение генераторов постоянного тока с параллельным возбуждением и электромагнитными регуляторами напряжения.

4. *Параллельная работа ветроагрегатов.* При ограниченном числе ветроагрегатов разной мощности, выпускаемых промышленностью, иногда приходится устанавливать на одной ВЭУ два ветроагрегата и более, большей частью однотипных. При параллельной работе ветроагрегатов с генераторами постоянного тока, имеющими параллельное возбуждение, или синхронными, работающими параллельно на стороне выпрямленного тока, нагрузка распределяется между генераторами согласно их натуральным или создаваемым регуляторами напряжения внешним характеристикам (рис. 3-9). Если характеристики двух генераторов одинаковы, нагрузка делится между ними поровну. Если характеристики не одинаковы, но напряжения при холостом ходе равны, то из рис. 3-9 видно, что генератор с пологой характери-

стикой II нагружается больше, чем генератор с крутой характеристикой I . При отсутствии внешней нагрузки суммарный зарядный ток батареи определяется точкой пересечения горизонтальной линии напряжения на шинах с характеристикой батареи IV (точка a).

Располагаемая мощность ветроагрегатов и их скорость вращения изменяются в зависимости от скорости ветра. Вследствие этого напряжение генераторов будет также меняться: когда $U_r > E_6$, генераторы будут заряжать батарею силой тока в зависимости от величины разности $U_r - E_6$. При включении внешней нагрузки она будет делиться между генераторами также согласно с расположением их характеристик в данный момент. При недостатке располагаемой мощности ветродвигателей и падении напряжения генераторов до $U_r < E_6$ часть или вся нагрузка будет покрываться аккумуляторной батареей.

Резервные агрегаты на ветроустановках постоянного тока, как правило, не работают параллельно с ветроагрегатами, так как при наличии аккумуляторной батареи в этом нет необходимости.

5. *Схемы электрических соединений.* Схемы ветрозарядных установок разнообразны и зависят от принятого типа генератора. Для малых ВЭУ применяются электрические схемы и коммутационная аппаратура, принятая на стационарных или транспортных электроустановках соответствующей мощности. При существующих номинальных напряжениях 6; 12,5; 28; 125 и 230 в ВЭУ коммутируются большей частью по двухпроводной схеме с одной системой сборных шин. При наличии резервных тепловых двигателей на ВЭУ малой мощности применяются отдельные сборные шины для ветрового и резервного агрегатов, как правило, без расчета на параллельную работу с переключением нагрузки на ту или другую систему шин.

Для защиты батареи от разряда на генератор и генератора от обратного тока в случае его остановки или снижения скорости вращения служат реле или автоматы обратного тока или другие приборы того же назначения. Реле или автомат обратного тока должен подключать генератор к батарее при превышении напряжения генератора над напряжением батареи и отключать его

при небольшом обратном токе батареи. В ветрозарядных установках применяются реле обратного тока автомобильного типа, непосредственно разрывающие ток нагрузки. В ВЭУ малой мощности применяются автоматы обратного тока прямого действия железнодорожного или станционного типа, а при больших токах — реле обратного тока, действующие на электромагнитный контактор в главной цепи. Импульсом для включения реле и автоматов служит величина напряжения батареи. По-

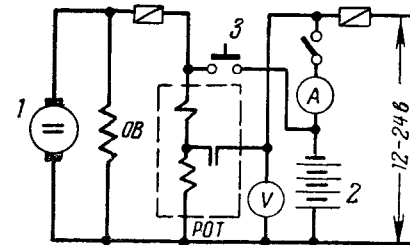


Рис. 3-10. Схема электрических соединений ветрозарядной установки с генератором постоянного тока без регулятора напряжения.

1 — генератор; 2 — батарея; 3 — пусковая кнопка; POT — реле обратного тока; OB — обмотка возбуждения.

скольку напряжение батареи меняется в зависимости от состояния ее заряда, более точного включения можно достичь при реле дифференциального типа, реагирующего на разность напряжений генератора и батареи. Такие реле существуют в самолетном электрооборудовании, но для ВЭУ не применяются ввиду их сложности и дефицитности. При применении на ветроустановке генераторов переменного тока с выпрямителями автоматы или реле обратного тока не требуются, так как их заменяют твердые выпрямители, по большей части селеновые.

Ветрозарядные установки обычно работают со стартерными аккумуляторами, число элементов которых при заряде и разряде остается неизменным. На более крупных ВЭУ устанавливаются железнодорожные или станционные аккумуляторы с элементными коммутаторами.

На рис. 3-10 показана простейшая схема коммутации ветрозарядной установки мощностью 80—150 вт, работающей при напряжении 12—24 в. Генератор постоянно-

го тока с параллельным возбуждением работает без регулирования напряжения с аккумуляторной батареей стартерного типа. Генератор и батарея защищаются от сверхтоков плавкими предохранителями. Для контроля в цепи батареи ставят вольтметр и амперметр с двусторонней шкалой. Поскольку ветроагрегат с быстроходным ветроколесом разгоняется при значительно большей скорости ветра, чем та, при которой он может работать, будучи уже выведенным на рабочий режим, в схеме предусматривается кнопка 3 для стартерного запуска агре-

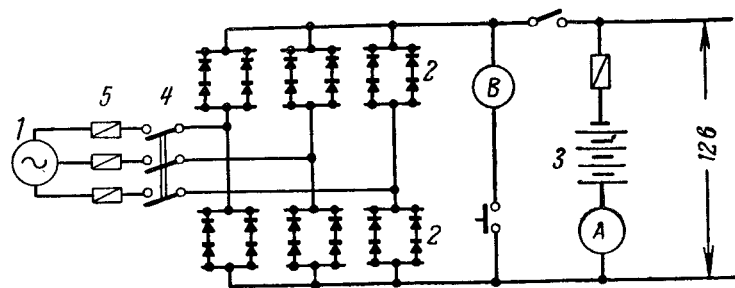


Рис. 3-11. Схема электрических соединений ветрозарядной установки ВЭ-2 с генератором переменного тока.

1 — синхронный генератор; 2 — селеновый выпрямитель; 3 — батарея; 4 — пакетный выключатель.

гата от аккумуляторной батареи при малой скорости ветра.

Простая схема электрических соединений без регулирования напряжения генератора применяется также для ветроагрегатов мощностью 0,1—2 кВт с синхронными генераторами и селеновыми выпрямителями при напряжениях сети 12—120 в (рис. 3-11).

Для того чтобы избежать сокращения срока службы ламп от повышенного напряжения при полностью заряженной аккумуляторной батарее, число элементов батареи при работе без регулирования напряжения уменьшается и берется таким, при котором напряжение в конце заряда равно номинальному напряжению установки.

Для ветрозарядных установок с генераторами постоянного тока автомобильного типа мощностью 0,15—1,5 кВт при напряжении 12,5—28 в, работающими с регуляторами напряжения, применяются комплектные регуля-

торные коробки, выпускаемые к этим генераторам. В эти коробки входят реле обратного тока, вибрационные регуляторы напряжения и максимальные реле. На такой ВЭУ аккумуляторная батарея устанавливается с полным числом элементов, так как регулятор напряжения создает нормальный режим для приемников энергии. Защитная аппаратура и контрольные приборы применяются те же, что и в предыдущих схемах. На рис. 3-12 представлена схема электрических соединений ВЭУ D-3,5 с генератором ГТ-4563А мощностью 1 кВт, 28 в, работающем с реле — регулятором РРА-24ф. В табл. 3-2

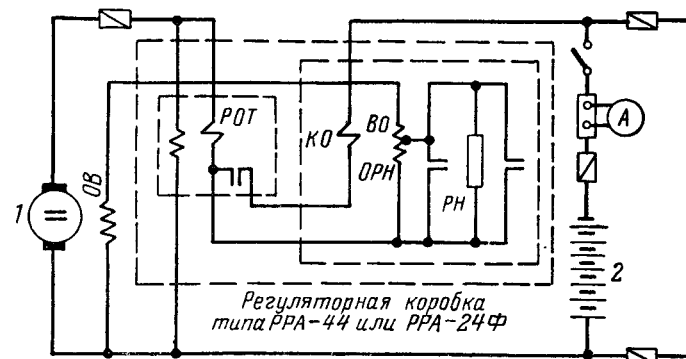


Рис. 3-12. Схема электрических соединений ветрозарядной установки (D-3,5) с генератором автомобильного типа и вибрационным регулятором напряжения.

1 — генератор; 2 — батарея; РОТ — реле обратного тока; РН — регулятор напряжения; ОРН — главная обмотка регулятора напряжения; ВО — выравнивающая обмотка; КО — компенсирующая токовая обмотка.

Таблица 3-2
Генераторы автотракторного типа, используемые на ВЭУ

Диаметр ветроколеса, м	Тип генератора	Мощность, кВт	Предел скорости вращения, об/мин	Напряжение, в	Тип регулятора	Тип аккумуляторной батареи
3,5	ГА-250/12	0,25	—	12	РРА-44	—
3,5	Г-25	0,24	1 000/1 600	12	РР-25	6СТ-144
3,5	ГТ-4563А	1,0	890/2 100	24	РРА-24ф	2Х6 СТ-128
3,5	ГТ-1000/24	0,22	825/1 450	12	РР-12Б	—
3	Г-731	1,5	1 800/3 500	24	РРТ-24	2Х6 СТЭ-128
1,2	ГБТ	0,06	—	6	ВР	ПБ/ЗСТ-144
1,5	ГЛУ	0,1	—	6	—	—

указаны некоторые типы автомобильных и тракторных генераторов, используемых на ВЭУ по подобным схемам.

На рис. 3-13 представлены варианты схем электрических соединений малых ВЭУ постоянного тока мощностью 7—10 кВт при напряжении генераторов 125—230 в. Схемы таких установок различаются различным присоединением ветроагрегата 1, резервного агрегата 2 и аккумуляторной батареи 3 к сборным шинам. Схема а является наиболее гибкой и допускает одновременно раздельную работу ветроагрегата и резервного агрегата с любой частью нагрузки на свою систему шин. Аккумуляторная батарея 3 имеет двойной элементный коммутатор 4 (схема а и в) или разделяется на две части (схема б) с тем, чтобы при повышении напряжения батареи в конце заряда уменьшать автоматически или вручную число элементов, работающих на нагрузку. Мощность резервного агрегата в схемах а и в принимается равной мощности ветроагрегата. Иногда она принимается мень-

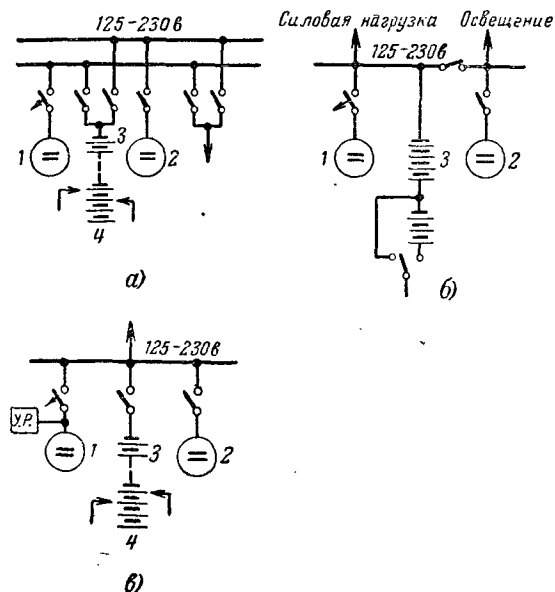


Рис. 3-13. Варианты схем электрических соединений ВЭУ с агрегатами 7—10 кВт, 125—230 в. 1—ветровой агрегат; 2—тепловой агрегат; 3—батарея; 4—двойной элементный коммутатор.

шей из расчета питания только потребителей первой категории (схема б). На ВЭУ с ветродвигателем, имеющим малую неравномерность вращения (например, типа D-12), может применяться генератор с параллельным возбуждением без регулирования напряжения. Если ветродвигатель имеет регулирование с большой неравномерностью, необходимо устанавливать угольный регулятор напряжения. Применение последнего позволит ветроагрегату при сильном ветре или малой нагрузке работать без аккумуляторной батареи.

Для ВЭУ большей мощности при наличии более протяженных сетей применяется напряжение 440 в с трехпроводной системой распределения энергии. Деление напряжения генератора производится с помощью аккумуляторной батареи (рис. 3-14). Генераторы и батарея подключаются к сборным шинам 440 в. Средняя точка батареи 3 выводится к третьей шине. Для подзаряда элементов батареи, выведенных на элементный коммутатор, предусматривается вольтодобавочный двигатель-генератор 4.

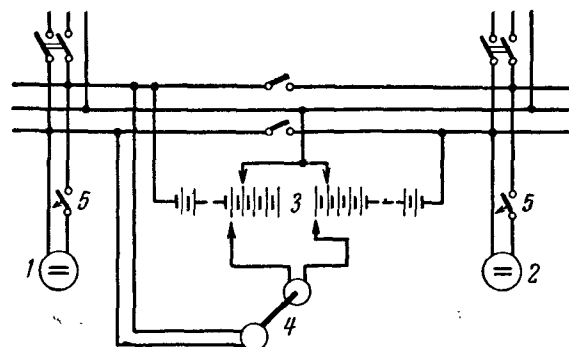


Рис. 3-14. Схема электрических соединений ВЭУ 50 кВт, 460 в.

1—генератор ветроагрегата; 2—генератор резервного теплового агрегата; 3—аккумуляторная батарея 2×220 в; 4—вольтодобавочный двигатель-генератор; 5—автомат обратного тока.

3-3. ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В СССР

В СССР производятся ветрозарядные установки типов ВЭ-2 и ВЭ-5 и готовится выпуск ВЭ-3. Значительное распространение в недавнем прошлом получили ВЭУ

Показатели работы ветроэлектрических установок
ВЭ-2 и ВЭ-3

	Среднегодовые скорости ветра, м/сек		
	4	5	6
Рабочее время в году, ч	5 300	6 500	7 300
Возможная годовая выработка агрегата ВЭ-2, кВт·ч	158	270	390
Максимальная и минимальная месячные выработки ВЭ-2, кВт·ч . . .	16,9/5,6	26,8/13,1	36,6/26,8
Возможная годовая выработка агрегата ВЭ-3, кВт·ч	490	810	1 150
Максимальная и минимальная месячная выработка ВЭ-3, кВт·ч . . .	51/17	79/40	106/79

D-3,5, производство которых прекращено и конструкцию которых предполагается модернизировать. В ряде случаев на ветродвигателях ТВ-8 и D-12, которые в основном работают на механическую нагрузку, устанавливаются генераторы мощностью 1,5 кВт, предназначенные для освещения. Имеет место использование ветродвигателя D-12 только для электрификации. Технические данные разных ВЭУ постоянного тока указаны в табл. 2-2.

Ветрозарядная установка ВЭ-2 применяется в местностях, где отсутствуют электрические сети для питания сельских радиотрансляционных узлов типов КРУ-2 и КРУ-10 и освещения мелких объектов, как-то: изб-читален, правлений колхозов, индивидуальных жилищ и т. п.

Установка состоит из ветроагрегата, который монтируется на столбе или мачте высотой 7—20 м (рис. 2-1), аккумуляторной батарее 12 в стартерного типа и щитка с выпрямителем, коммутационной и измерительной аппаратурой. Схема электрических соединений представлена на рис. 3-11.

Ветроагрегат имеет синхронный генератор с неподвижной трехфазной обмоткой статора, соединенной треугольником, и восьмиполосный ротор с постоянными магнитами из альни. Селеновый выпрямитель собран по двухполупериодной трехфазной схеме из четырех элементов в каждом плече, соединенных в две параллельные ветви. Генератор работает без регулирования напряжения. При работе на радиоузле выпрямленный ток заряжает через переключатель одну из двух аккумуляторных батарей. От второй батареи в это время питается радиоаппаратура. Для радиоузла КРУ-2 применяются две батареи емкостью по 50—60 а·ч и для узла КРУ-10 — по 128 а·ч.

Число рабочих часов в году и выработка энергии агрегатов ВЭ-2 указаны в табл. 3-3.

Из сопоставления возможной выработки агрегата ВЭ-2 и потребления энергии радиоузлами КРУ-2 и КРУ-10 (рис. 3-15) видно, что в зимнее время даже в маловетренный год возможная по ветровым условиям выработка ветроагрегата является избыточной и может быть использована также на освещение. В летние месяцы, когда скорости ветра сильно уменьшаются, энергии ветроагрегата достаточно для питания радиоузла КРУ-2, а потребление КРУ-10 покрывается в эти месяцы лишь

в средневетреные годы. В маловетреные годы при $v_r = 4$ м/сек обеспеченность заряда аккумуляторов на радиоузлах КРУ-10 в летние месяцы составит 50—60%.

В эти месяцы аккумуляторы приходится подзаряжать от резервного источника или устанавливать два агрегата ВЭ-2.

Опыт эксплуатации одноагрегатных установок ВЭ-2 с радиоузлами КРУ-10 на Украине показал, что аккумуляторы, емкость которых рассчитана на 6 дней питания узла, приходится подзаряжать от резервного источника только летом 1 раз в 7—8 дней. В северных областях Казахстана случаи необходимости подзаряда аккумуляторов от резервного источника питания при тех же условиях полностью отсутствуют.

При применении ветроагрегата ВЭ-2 для питания освещения

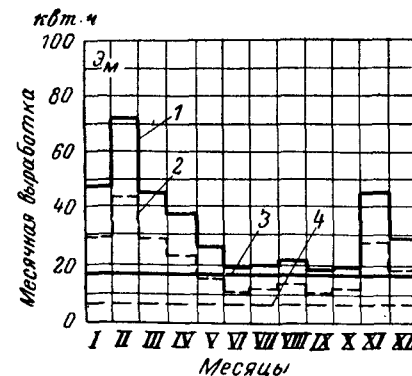


Рис. 3-15. Годовой график выработки ветроагрегата ВЭ-2 на колхозном радиоузле КРУ-2 и КРУ-10.

1 — выработка ВЭ-2 при $v_r = 5$ м/сек; 2 — то же, но при $v_r = 4$ м/сек; 3 — потребление при КРУ-10 (на 200 точек); 4 — то же, но при КРУ-2 (на 40 точек).

присоединенная мощность ламп может составлять 40—140 вт.

Ветрозарядный агрегат ВЭ-3 (рис. 3-16) предназначен для тех же целей, что и агрегат ВЭ-2, но может обеспечивать потребителей при меньших скоростях ветра. Возможные по ветровым условиям годовые и месячные выработки его указаны в табл. 3-3. При питании освещения от агрегата ВЭ-3 присоединенная мощность ламп может составлять 120—400 вт.

Ветроустановка состоит из агрегата ВЭ-3, установленного на деревянном столбе высотой 8—20 м, батареи 24 в из двух стартерных аккумуляторов, соединенных последовательно, и щитка.

Ветроагрегат снабжен четырехполюсным генератором постоянного тока мощностью 0,3 кВт с параллельным возбуждением и дополнительными полюсами.

Генератор работает без регулирования напряжения параллельно с аккумуляторной батареей, работающей в режиме постоянного подзаряда. Вследствие этого при ламповой нагрузке батарея должна использоваться с двумя постоянно отключенными элементами. Схема электрических соединений установки с одной батареей при использовании ее для целей освещения показана на рис. 3-17. Защита генератора и батареи от сверхтоков осуществляется предохранителями. При работе установки на радиоузле две батареи работают поочередно в режиме заряд—разряд. Для аварийного подзаряда батареи предусматривается резервный зарядный агрегат с двигателем внутреннего сгорания типа УД-1 или Л-3/2. При установке лопастей на пусковой угол агрегат ВЭ-3 трогается при скорости ветра $v=2,3$ м/сек и начинает отдавать мощность при $v=3,5$ м/сек.

Ветрозарядная установка Д-3,5 (рис. 3-18 и 3-12) применяется для питания радиосвязи, радиотрансляционных узлов и освещения в сельском хозяйстве и морских рыболовецких бригадах. Установка состоит из ветродвигателя Д-3,5 м с генератором постоянного тока автомобильного типа с параллельным возбуждением мощностью 1 кВт и напряжением 28 в, щитка с вибрационным реле-регулятором и измерительными приборами и аккумуляторной батареи 6СТ-128 емкостью 128 а·ч. Регуляторная коробка имеет регулятор напряжения РН с компенсирующей токовой обмоткой и реле обратного

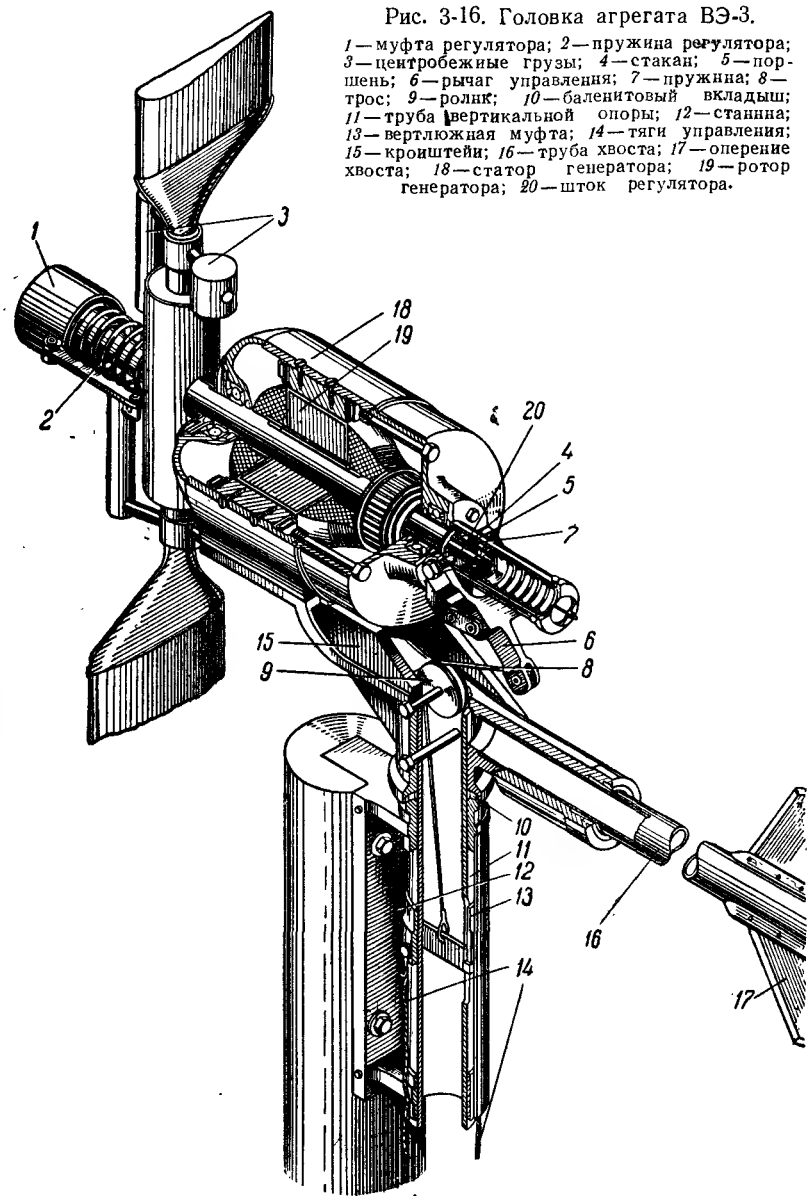


Рис. 3-16. Головка агрегата ВЭ-3.

1—муфта регулятора; 2—пружина регулятора; 3—центробежные грузы; 4—стакан; 5—поршень; 6—рычаг управления; 7—пружина; 8—трос; 9—ролик; 10—баленитовый вкладыш; 11—труба вертикальной опоры; 12—станина; 13—вертлюжная муфта; 14—тяги управления; 15—кронштейн; 16—труба хвоста; 17—оперение хвоста; 18—статор генератора; 19—ротор генератора; 20—шток регулятора.

тока POT . Для установок радиосвязи применяются аккумуляторные батареи напряжением 160 в. Для заряда их от генератора 28 в они переключаются на шесть параллельных групп. Годовая выработка агрегата при $v_r = 5$ м/сек может составлять до 1 200 квт·ч.

Ветрозарядная установка ВЭ-5 предназначена для питания мощных колхозных радиоузлов типа ТУБ-100

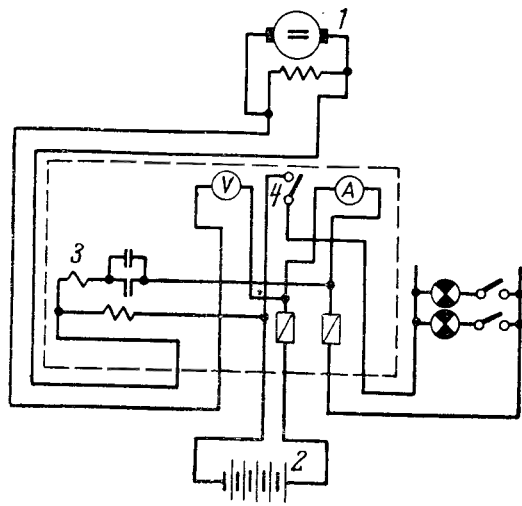


Рис. 3-17. Схема электрических соединений агрегата ВЭ-3.

1—генератор; 2—аккумуляторная батарея; 3—реле обратного тока РРА-44; 4—выключатель.

или для освещения небольших объектов. Установка состоит из ветроагрегата (рис. 3-19) на металлической башне высотой 10 м (которая может быть заменена деревянной), аккумуляторной батареи, составленной из девяти аккумуляторов 6СТЭ-128 и щитка. Синхронный генератор закрытого исполнения типа ГП-1600 мощностью 1,6 ква, 120 в, 1 000 об/мин имеет восьмипольный ротор с постоянными магнитами из альни, состоящий из четырех секций (звездочек).

Установка ВЭ-5 может работать по двум схемам: для

радиоузлов и для общего пользования. Схема коммутации установки для радиоузлов дана на рис. 3-20. Установка имеет два выходных напряжения 120 и 24 в на двух выпрямителях, работающих на отдельные части аккумуляторной батареи: 80 в, питания цепи анода и 18 в—питания цепей накала. Второй выпрямитель присоединяется к генератору через понизительный трансформатор 120/26 в мощностью 0,65 ква. Оба выпрямителя собраны по трехфазной мостиковой схеме. Для питания освещения и бытовых нужд второй выпрямитель и понизительный трансформатор не требуются. В этом случае установка работает с одной батареей на 108 в, а выпрямитель рассчитывается на полную мощность агрегата.

Ветроагрегат начинает отдавать полезную мощность при $v_{\min} = 3,5$ м/сек и $n_b = 100$ об/мин. При такой же скорости ветра он может быть пущен в ход при пусковом угле лопастей $\varphi = 45^\circ$. При рабочем угле лопастей ($\varphi = 7^\circ$) агрегат разворачивается только при скорости ветра $v = 6$ м/сек.

На ветросиловых установках комплексного назначения с ветродвигателями ТВ-8 и D-12 для целей питания освещения применяется типовое оборудование ВЭУ мощностью 1,5 квт, 24 в. Оно состоит из генератора постоянного тока типа Г-731 автомобильного типа, 28 в, соединенного с ветродвигателем клиноременной передачей, реле-регулятора и стартерной аккумуляторной батареи 24 в. Передаточное отношение от шкива ветродвигателя к шкиву генератора должно быть выбрано так, чтобы оптимальная скорость вращения ветродвигателя соответствовала минимальной скорости вращения генератора при номинальной мощности. Для

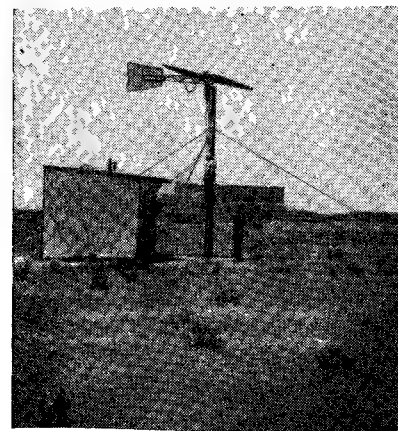


Рис. 3-18а.
ВЭУ Д-3,5 для питания радиоузла и осветительной нагрузки на отгонных пастбищах в Каракумах (1957 г.).

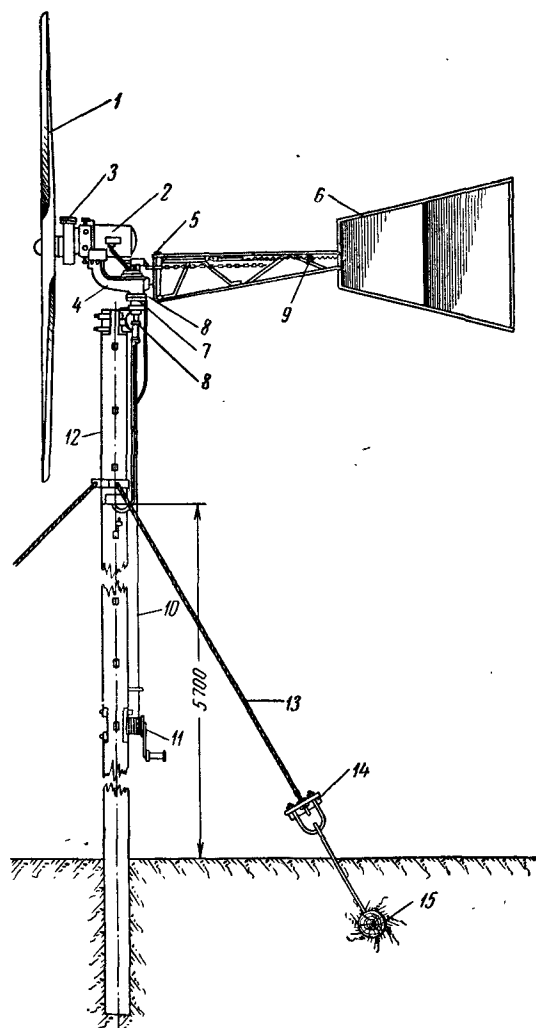


Рис. 3-186. Общий вид агрегата D-3,5.

1—ветроколесо; 2—генератор; 3—редуктор; 4—станина головки; 5—шарнир хвоста; 6—хвостовое оперение; 7—опорная труба; 8—подшипники опоры; 9—пружина регулирования; 10—трос остова; 11—лебедка пуска и останова; 12—деревянный столб; 13—растяжка; 14—тендер; 15—якорь.

работы с ветродвигателями ТВ-8 и D-12 расчетные скорости ветра и передаточные отношения имеют следующие значения:

Марка ветродвигателя	Расчетная скорость ветра, м/сек	Расчетная скорость вращения шкива ветродвигателя, об/мин	Расчетная скорость вращения генератора, об/мин	Передаточное отношение
ТВ-8	6,5	115	1600	14,6
D-12	5	240	1600	7

Схема электрических соединений установки дана на рис. 3-21. Обмотка возбуждения генератора Г-731 состоит из двух параллельных ветвей. Комплект реле-регулятора состоит из двух вибрационных регуляторов напряжения и двух вибрационных максимальных реле, имеющих ускорительные и выравнивающие обмотки. ВЭУ этого типа эксплуатируются на удаленных фермах и полевых станах в колхозах Украины, южной части РСФСР и в Казахской ССР.

Ветродвигательная установка D-12. Эта установка используется на полярных станциях Севморпути (рис. 3-22) для освещения и мелкой силовой нагрузки, на железных дорогах для освещения удаленных от электрических сетей станционных сооружений, а также в колхозах. ВЭУ имеет ветродвигатель, соединенный ременной передачей с генератором мощностью

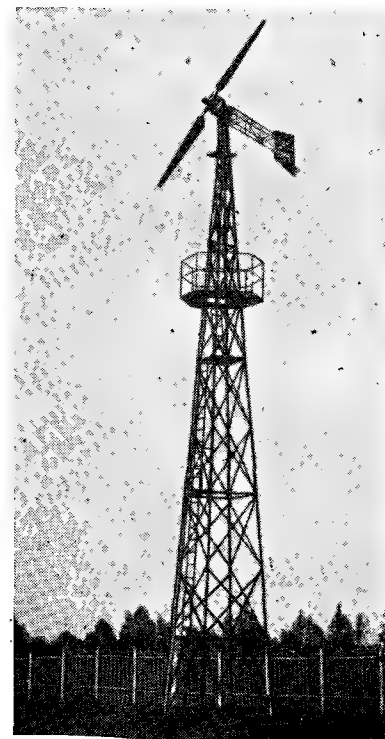


Рис. 3-19. Общий вид агрегата ВЭ-5.

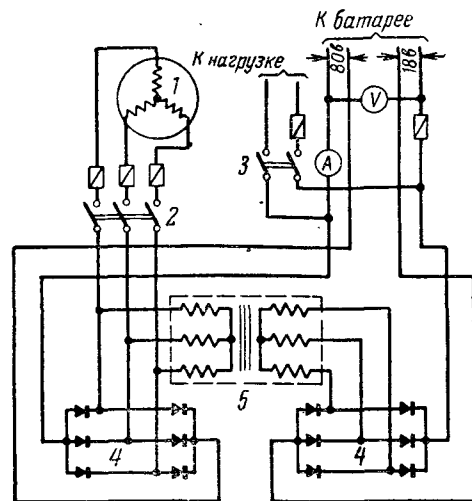


Рис. 3-20. Схема электрических соединений ВЭ-5.

1—генератор переменного тока; 2—пакетный выключатель ПК3-10; 3—пакетный выключатель ПК2-25; 4—селеновый выпрямитель; 5—трехфазный трансформатор.

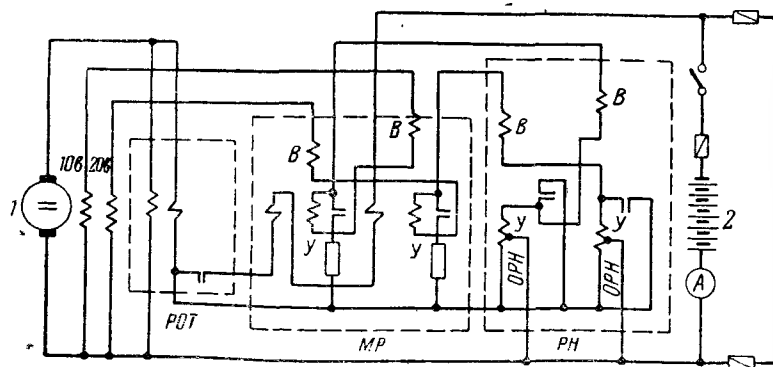


Рис. 3-21. Схема электрических соединений ветроустановки с генератором Г-731 и ветродвигателем ТВ-8.

1—генератор; 2—батарея; РН—регулятор напряжения; ОРН—главная обмотка регулятора напряжения; МР—максимальное реле; У—ускорительная обмотка; РОТ—реле обратного тока; В—выравнивающая обмотка.

7—9 квт, 125—230 в, аккумуляторную батарею из стационарных или поездных железнодорожных аккумуляторов и резервный нефтяной двигатель.

Схема электрических соединений типовой ВЭУ с ветродвигателем D-12 представлена на рис. 3-23. Ветроагрегат работает с генератором 1 постоянного тока типа МП-510, 130 в с параллельным возбуждением. Резервный агрегат с дизельным двигателем мощностью 15 л. с. имеет генератор 2 со смешанным возбуждением.

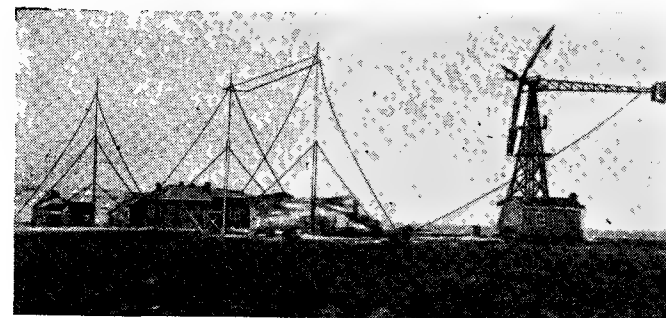


Рис. 3-22. Общий вид ветроустановки D-12 (Севморпуть).

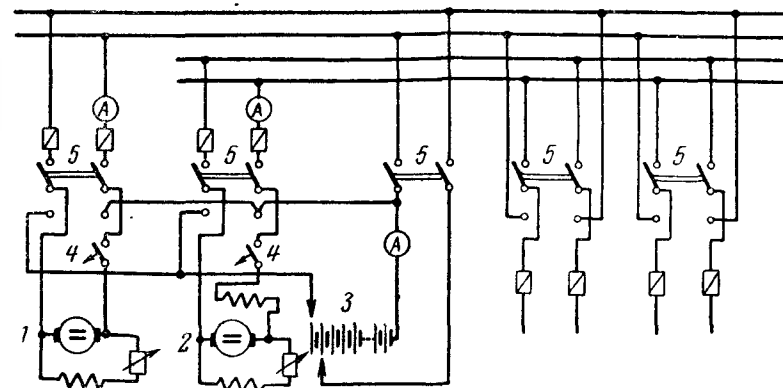


Рис. 3-23. Схема электрических соединений ветроустановки 10 квт с тепловым резервом.

1—генератор ветродвигателя; 2—генератор дизеля; 3—батарея с двойным элементарным коммутатором; 4—реле обратного тока; 5—двухполюсные рубильники-переключатели.

Каждый генератор присоединяется к своей системе шин. Батарея 3 типа С-10 или Ж-33 снабжена двойным элементным коммутатором. Реле обратного тока 4 принято железнодорожного типа Р-15А на 80 в с добавочным сопротивлением в параллельной обмотке. Отходящие линии присоединены к обеим системам шин через переключатели.

Годовая выработка ветроагрегата D-12 при работе круглые сутки по ветровому графику при разных v_r равна:

v_r , м/сек	4	5	6	7	8	9
Выработка, квт·ч	16 500	25 000	35 000	45 000	57 000	69 000

Глава четвертая

ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

4.1. МЕТОД РАБОТЫ И ТИП ГЕНЕРАТОРА

Изолированная работа ветроэлектрической станции переменного тока даже при наличии теплоэлектрического резерва, вступающего в работу тогда, когда не работает ветроустановка, осложнена отсутствием равномерной подачи энергии. Для ветроэлектроагрегата с синхронным генератором задача поддержания постоянства напряжения и частоты может быть решена следующим путем:

а) заставляют станцию работать только при скоростях ветра, больших расчетной, в таком случае регулирование обеспечивает практически постоянную скорость вращения ветроколеса;

б) сближают при изменении скорости ветра кривые мощности, развиваемой ветродвигателем и потребляемой нагрузкой, путем автоматического включения и отключения нагрузки по частям и допускают в определенных пределах колебания частоты, обусловленные наличием микропульсаций скорости ветра; импульсом на переключение может служить изменение частоты, обусловленное нарушением баланса между располагаемой мощностью ветродвигателя и требуемой потребителем; влияние колебаний нагрузки на напряжение может быть устранено с помощью компаундирующих устройств;

в) применяют специальные схемы, обеспечивающие поддержание постоянными напряжения и частоты в определенном диапазоне изменения скорости вращения ветродвигателя и соединенного с ним генератора.

На рис. 4-1 дана схема стабилизации тока при определенной величине нагрузки на установке, имеющей син-

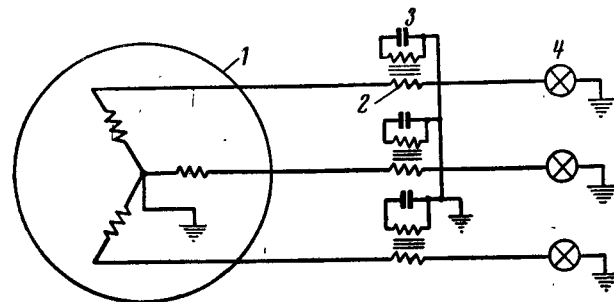


Рис. 4-1. Схема стабилизации тока при определенной величине нагрузки и при изменении скорости вращения генератора.

1 — генератор; 2 — трансформатор; 3 — конденсаторы; 4 — электролампы.

хронный генератор с постоянными магнитами при изменении скорости вращения в широком диапазоне. Схема применима к ветроэлектроустановке, предназначенной для освещения небольших наружных объектов и жилых помещений при определенном числе ламп [Л. 11].

Для изолированно работающей ветроэлектростанции существенным является уменьшение колебаний мощности при кратковременных изменениях (микропульсациях) скорости ветра.

Ветроагрегат, обладая относительно большим моментом инерции и работая при переменной скорости вращения, является своего рода аккумулятором ветровой энергии. Емкость этого аккумулятора пропорциональна выражению.

$$n_p^2 [(1 + \varepsilon)^2 - (1 - \delta)^2], \quad (4-1)$$

где n_p — скорость вращения начала регулирования;

ε — нечувствительность регулятора;

δ — неравномерность вращения.

Например, величина запасенной энергии ветродвигателя D-18 при $\epsilon=0,05$, $n_p=40$ об/мин и $\delta=0,07$ составит 131 квт·сек.

Эффективным устройством может оказаться инерционный аккумулятор, представляющий собой массивный быстровращающийся диск, соединенный наглухо с валом генератора и через муфту свободного хода с валом ветродвигателя (рис. 4-2). Инерционный аккумулятор позволяет заполнять наиболее кратковременные провалы

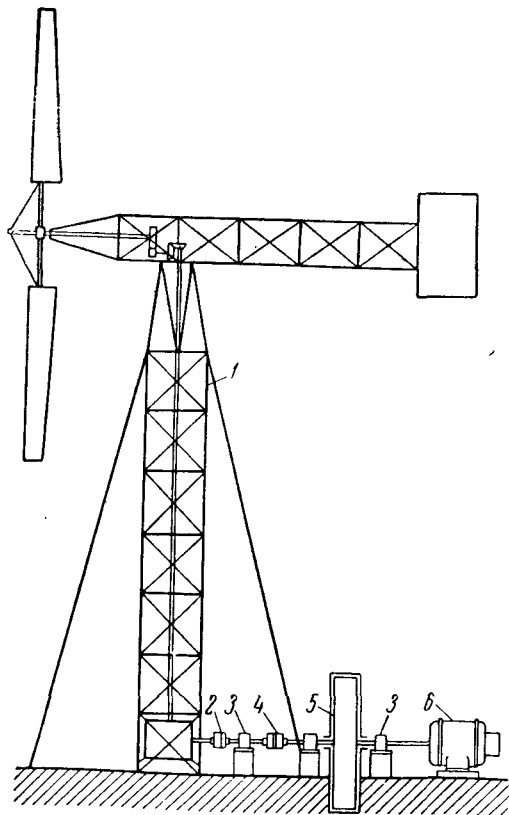


Рис. 4-2. Кинематическая схема ветроустановки с инерционным аккумулятором.

1—ветродвигатель; 2—соединительная муфта; 3—опорный подшипник; 4—муфта свободного хода; 5—инерционный аккумулятор; 6—синхронный генератор.

мощности ветродвигателя, длительность которых не превышает 10—40 сек. Наличие выравнивающего устройства и применение нежесткого регулирования ветродвигателя, обеспечивающего защиту от буревых нагрузок, позволяет более эффективно использовать энергию ветра, значительно сокращая число нерабочих дней. Поскольку скорость вращения ветродвигателя и генератора при этом может изменяться только сравнительно медленно, ветростанция становится гибкой в отношении присоединения к ней разных рабочих машин, резервных агрегатов и позволяет для поддержания постоянства напряжения использовать регуляторы напряжения обычного типа. Таким образом, если не предъявлять строгих требований в отношении постоянства скорости вращения ветродвигателя, напряжения и развиваемой мощности, а ограничиться условием, чтобы скорость вращения изменялась медленно и отсутствовали провалы мощности, ведущие к быстрой остановке рабочих машин, то представляется возможным создать изолированную ветроэлектрическую станцию.

Применение на изолированной ветроэлектрической станции асинхронного генератора дополнительно осложняется необходимостью иметь статические конденсаторы и практически предопределяет лишь осветительную нагрузку.

Отмеченные особенности, присущие изолированно работающим ветроэлектрическим станциям, практически исключают возможность их широкого распространения. Но если в отдельных случаях такие станции все же найдут применение, то, во-первых, они будут более целесообразными на основе ветродвигателя с защитно-парусным регулированием (типа ID-18) и, во-вторых, в сельском хозяйстве они должны работать преимущественно по схеме механо-электрического использования энергии ветра. Ветроэлектростанция с инерционным аккумулятором сможет обеспечить по принудительному графику электрификацию трудоемких сельскохозяйственных процессов, как-то: водоснабжение, кормоприготовление, стрижку овец и пр.; при недостатке основной нагрузки полезную отдачу ветроэлектроустановки можно использовать, присоединяя тепловую нагрузку в виде обогревательных печей и водонагревателей.

Ставя вопрос о широком использовании энергии вет-

ра для целей электрификации, параллельную работу на общую сеть следует рассматривать как основной метод работы для ветроэлектрических станций. Объединение ветроэлектрических станций с гидро- и теплоэлектростанциями в комплексную энергетическую систему, начиная с практически равных мощностей ветровой и неветровой электростанций и вплоть до работы ветростанций в системе несоизмеримой мощности, наиболее просто устраняет основной недостаток в работе ветродвигателей — непостоянство и неравномерность их действия. Так как работа ветроустановок зависит от изменений ветровых условий, то мощность ветростанций при работе в системе полностью или частично должна дублироваться агрегатами других, параллельно работающих электростанций. Этот вопрос, имеющий существенное значение для оценки экономической эффективности применения ветроэлектрических станций, рассматривается в гл. 5. Но и в том случае, когда ветроэлектрические станции не повышают рабочей мощности системы в целом, они позволяют восполнить в той или иной мере недостаток других энергоресурсов или сократить их расход. В других случаях ветроэлектрические станции смогут в определенной мере войти равноправной составляющей в общую систему, причем больших результатов можно ожидать при сочетании ветроэлектрических станций с зарегулированными гидроэлектростанциями, водохранилища которых могут использоваться в качестве аккумуляторов.

Возможность выбора места расположения ветроэлектрической станции благодаря, вообще говоря, повсеместному распространению энергии ветра, исходя из распределения нагрузок открывает перспективу снижения стоимости передачи и эксплуатации.

Возможны два режима работы ветроэлектрического агрегата: 1) при переменной скорости вращения и постоянном числе модулей Z ветродвигателя, соответствующем наибольшему значению коэффициента использования энергии ветра; 2) при постоянной скорости вращения.

Работа ветроагрегата при переменной скорости вращения сопровождается приростом годовой выработки ветроколеса и при пульсирующем характере энергии ветра ставит ветроагрегат в более легкие условия в отношении динамических нагрузок. Вместе с тем работа при переменной скорости вращения приводит к значительному

усложнению электросиловой части установки, требуя или применения специальной электрической машины или схемы из ряда электрических машин, в том числе и специальных. На рис. 4-3 дана схема коллекторного генератора переменного тока с регулированием частоты, не зависящим от скорости вращения, предложенная акад. М. П. Костенко [Л. 12]. Усложнение электросиловой части, особенно для ветроэлектрических установок средней

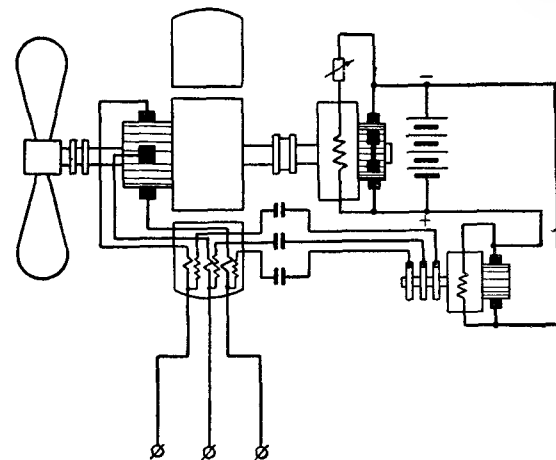


Рис. 4-3. Схема коллекторного генератора постоянной частоты с переменной скоростью вращения.

мощности, является крайне нежелательным. К тому же сопутствующее усложнению схемы уменьшение ее к. п. д. может снизить и даже вовсе обесценить эффект, полученный от повышения коэффициента использования энергии ветра ветроколесом (рис. 1-22).

Правильным направлением в развитии ветроэлектрических станций мощностью до 1 000 кВт следует считать создание для них ветроэлектрических агрегатов при работе ветродвигателя на переменном числе модулей и постоянной скорости вращения, что приводит к использованию нормальной электрической машины переменного тока. Что же касается более крупных ветроэлектростанций, то здесь следует идти не по пути увеличения мощности одного ветроагрегата, а по пути увеличения числа

ветроагрегатов. Это позволит обойти конструктивные затруднения, свойственные крупным ветроагрегатам, и будет способствовать повышению устойчивости электрической системы благодаря вводу рассредоточенных мощностей со значительными маховыми массами.

Как известно, способность синхронной машины к генерированию не только активной, но и реактивной мощности предопределила исключительное применение этого типа машины переменного тока в качестве генераторов электрических станций. Это соображение остается справедливым и столь же важным для ветроэлектрических станций. Поэтому является правильным внедрение на ветроэлектрических установках синхронных генераторов, как это обычно и имеет место на электростанциях. Но ветродвигатель, являющийся приводным двигателем электрического генератора, устанавливается в воздушном потоке открыто и использует непосредственно его кинетическую энергию, меняющуюся непрерывно и произвольно. Это вносит новые моменты в работу синхронных генераторов сравнительно с тем, как она проходит на тепловых и гидравлических электростанциях. Поскольку основная специфика вызвана пульсацией подводимой энергии, приобретают значение частотные характеристики самой электрической системы и становится существенным, насколько жесткой является связь электрического генератора с системой. Синхронный генератор в этом смысле уступает асинхронному, который, работая со скольжением относительно сети, дает возможность большего проявления маховичных свойств ветроагрегата и определяет более благоприятные условия его работы в динамических режимах.

4.2. СИНХРОНИЗАЦИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Применение на генераторах ВЭС точной синхронизации весьма затруднительно и фактически не имеет места.

Успешное включение синхронного генератора в сеть по методу точной синхронизации предполагает, что подключаемая машина после включения не выпадает из синхронизма, и толчок тока, возникающий при включении, не превосходит допустимого значения. Условие сохранения устойчивости предопределяет предельные значения скольжений, которые могут быть допущены в момент

включения (здесь скольжение определяется разностью в момент включения угловых скоростей, работающего и подключаемого генераторов). Условие предельного толчка тока приводит к определенной величине угла δ , допустимого в момент включения (угол δ является углом сдвига вектора $\dot{E}$ д. с. за синхронным реактивным сопротивлением относительно вектора напряжения).

На рис. 4-4 приведены диаграммы предельных скольжений $s = \frac{\omega - \omega_c}{\omega_c}$, найденные, исходя из условия устой-

чивой синхронизации ВЭС D-18, и там же нанесена зона допустимых углов включения, полученная по условию допустимого толчка тока при включении (заштрихованная площадка). Из рис. 4-4 видно, что даже при отсутствии избыточного момента область успешной синхронизации, ограниченная двумя указанными выше семействами кривых, определяет малые величины допустимых скольжений и углов включения. Появление на валу генератора избыточной мощности P (обозначенной в долях от номинальной) заметно суживает область успешной синхронизации. Между тем вследствие практически непрерывной пульсации скорости ветра неизбежно наличие на валу генераторов ВЭС избыточного момента той или иной величины.

Из рис. 4-4 также следует, что допустимые по условию устойчивости величины скольжений обратно пропорциональны величине механической постоянной инер-

ции $T_r = \frac{J\omega}{M_n}$, увеличение которой, характерное для ветроагрегатов, суживает область успешной синхронизации.

Метод самосинхронизации по сравнению с точной синхронизацией позволяет расширить пределы допустимых скольжений при включении генератора в сеть, а также не требует проверки фазы включения. На этих основаниях, а также имея в виду простоту операции включения и надежность ее осуществления, самосинхронизация является практически единственным способом синхронизации генераторов ВЭС.

Обычно при самосинхронизации принимается, что действующее значение периодической составляющей тока

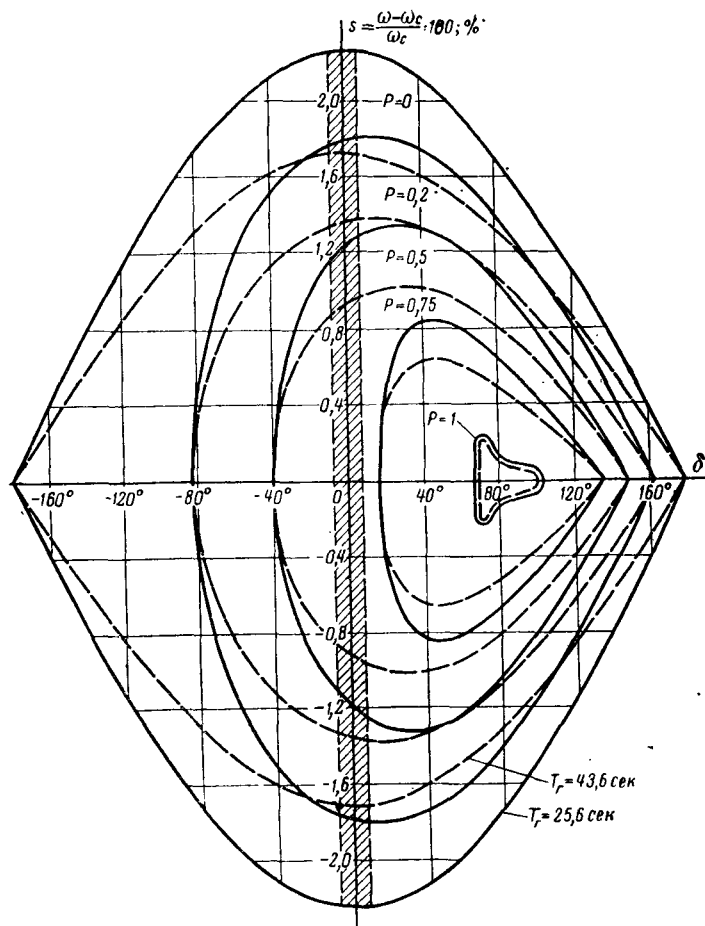


Рис. 4-4. Области успешной синхронизации.

переходного процесса при включении должно удовлетворять условию

$$I'_d = \frac{U_c}{x'_d + x_c} \leq 3,5, \quad (4-2)$$

где U_c — напряжение сети;

x'_d — переходное реактивное сопротивление генератора;

x_c — реактивное сопротивление связи между генератором и сетью.

Здесь и в дальнейшем тексте этого параграфа все величины, если нет оговорки, даны в системе относительных единиц.

Нахождение предельных значений скольжения и ускорения при самосинхронизации требует рассмотрения движения ротора генератора при включении в сеть. Методика такого исследования достаточно сложна, являясь одним из специальных вопросов теории синхронных машин. Для практических целей оценка начальных условий, допустимых при самосинхронизации, может быть произведена на основе сопоставления электромагнитных и механических моментов, действующих на вал синхронного генератора.

При отсутствии возбуждения вхождение в синхронизм для явнополюсных генераторов определяется наличием реактивного момента синхронного генератора. При включении генератора с частотой вращения, меньшей частоты сети (скольжение генератора $s < 0$), самосинхронизация будет успешной при условии, что величина избыточного момента со стороны ветродвигателя будет не больше максимальной величины реактивного момента генератора:

$$M_{изб} \leq M_{r \max} = \frac{(U)^2}{2} \cdot \frac{x_d - x_q}{x_d x_q}. \quad (4-3)$$

В случае, когда $s > 0$, избыточный механической момент должен дополнительно удовлетворять условию

$$M_{изб} \leq M_{ср.ас} k = \frac{k U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} \cdot \frac{s T'_d}{1 + (s T'_d)^2}, \quad (4-4)$$

где U — напряжение сети;

x_d и x_q — синхронное реактивное сопротивление генератора соответственно по продольной и поперечной осям;

$M_{ср.ас}$ — постоянная составляющая асинхронного момента синхронного генератора при наличии скольжения ротора, называемая средним асинхронным моментом;

k — коэффициент, учитывающий наличие периодических составляющих асинхронного момента

синхронной машины, обуславливающих снижение величины допустимого избыточного момента и имеющий величину порядка $k=0,8$;

$T'_d = T_{d_0} \frac{x'_d + x_c}{x_d + x_c}$ — постоянная времени обмотки возбуждения генератора (ротора) по продольной оси в переходном режиме (при короткозамкнутой обмотке статора), *сек*;

T_{d_0} — постоянная времени обмотки ротора при холодном ходе (разомкнутой обмотке статора), *сек*.

По предельному избыточному моменту, определенному по (4-3) и (4-4), находится допустимое ускорение при включении генератора по методу самосинхронизации. Величина допустимого ускорения определяется из уравнения движения системы ветродвигатель—генератор по формуле:

$$\frac{df_r}{dt} = \frac{f}{T_r} M_{изб}, \quad (4-5)$$

где f — частота сети;

$M_{изб}$ — избыточный механический момент;

T_r — механическая постоянная инерции агрегата, *сек*.

Так как реактивный момент имеет период в 2 раза меньший периода синхронного момента, то в случае вхождения генератора в синхронизм за счет реактивного момента при последующей подаче возбуждения возможен поворот ротора в пространстве на 180° (электрических). При этом будут наблюдаться качания ротора и толчок тока.

Во избежание указанного обстоятельства рекомендуется производить возбуждение ротора непосредственно после подключения обмотки статора генератора к сети. Возникающий при этом синхронный момент в конечном итоге и втягивает ротор генератора в синхронизм. Опасаться возникновения каких-либо толчков при подаче возбуждения не следует, так как синхронный момент нарастает постепенно, согласно выражению

$$M_c = \frac{E_d U}{x_d + x_c} (1 - e^{-t/T'_d}) \sin \delta, \quad (4-6)$$

где E_d — э. д. с. генератора за синхронной реактивностью по продольной оси;

δ — угол сдвига вектора э. д. с. E_d относительно вектора напряжения U .

Рекомендуемая при самосинхронизации форсировка возбуждения должна обеспечить напряжение возбудителя, равное 75—100% его напряжения при номинальном режиме генератора. Тогда максимальный синхронный момент по величине значительно больше реактивного, и величина допустимого избыточного момента может определяться только из условия (4-4).

Следует отметить, что форсировка возбуждения при самосинхронизации оказывает благоприятное влияние на характер переходного процесса, сокращая длительность и глубину посадки напряжения, особенно когда мощность подключаемого генератора соизмерима с мощностью системы. Вместе с тем при значительном увеличении возбуждения возможно возникновение качаний, что снижает эффект, достигаемый благодаря форсировке возбуждения.

Важное значение по соображениям прочности конструкции имеет наибольшая величина момента вращения, возникающего при самосинхронизации.

Приблизленно у генератора, не имеющего успокоительных обмоток, этот момент, называемый ударным, составляет:

$$M_{уд} \approx 2 \frac{U^2 (x_q - x'_d)}{x'_d x_q}, \quad (4-7)$$

где в значения сопротивлений x_q и x'_d включено также сопротивление внешней сети.

Возникающий момент вращения частично воспринимается креплениями активной стали и станины статора к фундаменту, частично передается на вал между генератором и его первичным двигателем.

Отношение величины момента, переданного валу, к величине всего момента в первом приближении равно отношению махового момента первичного двигателя к маховому моменту всего агрегата.

Поскольку у ветродвигателей момент инерции вращающихся частей во много раз превосходит момент инерции генератора, на вал ветродвигателя будет передаваться почти весь момент вращения, возникающий при самосинхронизации.

Обычно включение генератора ветроэлектростанции в сеть производится во время разгона агрегата. Характер разгонных характеристик зависит от настройки регулятора ветродвигателя, а также скорости ветра в период разгона. На рис. 4-5 представлены возможные разгонные характеристики ветроагрегатов при скорости ветра, постоянной в процессе пуска. Кривая 1 соответствует настройке регулятора ветродвигателя на пониженную скорость вращения $\omega_1 < \omega_n$, кривая 2 — на по-

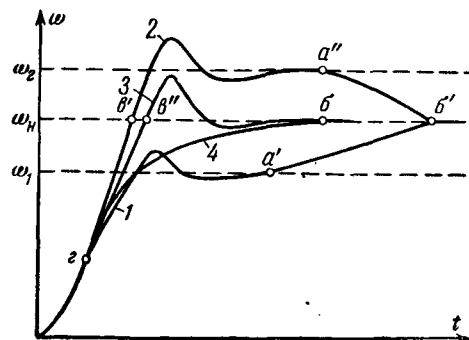


Рис. 4-5. Разгонные характеристики.

вышенную $\omega_2 > \omega_n$ и кривая 3 — на номинальную скорость вращения ω_n .

Наиболее простой и быстрой явилась бы самосинхронизация при пуске ветроагрегата по нормальной разгонной характеристике 3, если ускорение при подходе к номинальной скорости вращения ω'' не выходит за пределы, допускаемые по условиям самосинхронизации. Однако для ветродвигателей с центробежно-аэродинамическим стабилизаторным регулированием этот способ пуска применен быть не может, так как в конструкции регуляторов не предусмотрена возможность изменять на ходу предварительное натяжение пружины (уставку) регулятора. В самом деле, в случае затяжки пружины регулятора для поддержания скорости вращения, равной синхронной, ветродвигатель в момент синхронизации будет работать на характеристике, соответствующей углу поворота стабилизаторов β , определяемому моментом потерь холостого хода и скоростью ветра. В дальнейшем

при синхронной работе центробежный регулятор не сможет проявить своего действия. Ручное же регулирование путем воздействия на муфту отводки, начиная с момента включения, будет возможно лишь в сторону уменьшения нагрузки. Таким образом, ветродвигатель будет работать по характеристикам, соответствующим углу β , фиксированному в момент синхронизации. Поскольку этот угол будет заведомо отличаться от нормального, соответствующего расчетным характеристикам, ветродвигатель не сможет развить полной мощности, определяемой скоростями ветра.

При пуске по сниженной разгонной характеристике 1 после достижения агрегатом скорости вращения ω_1 требуется, увеличивая натяжение пружины регулятора, начиная с точки a' , обеспечить медленное повышение скорости вращения до момента включения генератора в сеть (точка b'). Таким образом, и в этом случае необходимо иметь возможность менять на ходу предварительное натяжение пружины (уставку) регулятора.

При настройке регулятора на скорость вращения выше номинальной 2 ветродвигатель после синхронизации сможет развить номинальную мощность. Причем это справедливо и для двигателей с центробежно-аэродинамическим регулированием, так как теперь угол стабилизатора до и в пределах синхронной скорости вращения не меняется и может оставаться равным первоначально установленному нормальному углу. Однако при подходе к номинальной скорости вращения (точка ω') практически при любой рабочей скорости ветра неизбежно наличие избыточного момента той или иной величины, исключающего успешную самосинхронизацию. В связи с этим при пуске по повышенной разгонной характеристике, дав ветродвигателю разбежаться до числа оборотов начала регулирования ω_2 , необходимо затем воздействовать на уставку регулятора (если это предусмотрено в его конструкции) или на муфту останова (у двигателей с центробежно-аэродинамическим регулированием) и, начиная с точки a'' медленно снижать скорость вращения ветроагрегата до момента включения генератора в сеть (точка b'').

Быстрым и надежным для ветродвигателей с центробежно-аэродинамическим регулированием является пуск ветродвигателя по сниженным аэродинамическим харак-

теристикам (кривая 4), перенеся начало регулирования на скорость вращения выше синхронной ($\omega_2 > \omega_n$), что при параллельной работе позволит ветроагрегату развить номинальную мощность.

Процесс пуска в целом будет протекать следующим образом: применяемые на ветроэлектростанциях ветродвигатели быстроходного типа обладают малым начальным пусковым моментом, поэтому они пускаются по наилучшей аэродинамической характеристике. Этим обеспечиваются требуемый начальный пусковой момент на ветроколесе и большая величина ускорения агрегата в начале разбега. После того как ветродвигатель в процессе разбега пройдет число оборотов, соответствующее минимальному моменту его моментной характеристики (точка *г* рис. 4-5), воздействием на муфту останова ветродвигатель переводится на соответствующие сниженные аэродинамические характеристики в зависимости от наблюдаемой скорости ветра и медленно подводится к номинальной скорости вращения с последующим включением (точка *б*). После осуществления самосинхронизации система регулирования ветродвигателя переводится в состояние, обеспечивающее возможность режима нормальной параллельной работы.

4.3. ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ МОЩНОСТИ ВЕТРОАГРЕГАТА

При параллельной работе одноагрегатной ветроэлектрической станции через синхронный генератор вертикаль на рабочей характеристике $M_b = f(n)$ определяет аэродинамический режим ветродвигателя. Установившиеся режимы при различных скоростях ветра определяются пересечением рабочих характеристик ветродвигателя $M_b = f(n)$ с вертикальной характеристикой генератора. При изменении скорости ветра ветродвигатель работает при переменном значении числа модулей

$$Z = \frac{\omega R}{v},$$

где ω — угловая скорость ветроколеса;

R — его радиус;

v — скорость ветра.

Годовая выработка ветроэлектрической станции (ВЭС) определяется выражением:

$$A_{\text{ВЭС}} = [P_{v1} \eta_1 t_{*1} + P_{v2} \eta_2 t_{*2} + \dots + P_{v,p} \eta_p t_{*p}] T_{\text{год}}, \quad (4-8)$$

где P_v — мощность на валу ветродвигателя;

η — к. п. д. ВЭС, учитывающий потери при передаче мощности от вала ветродвигателя до зажимов генератора;

t_* — соответствующие повторяемости скоростей ветра, взятые в относительных единицах, причем t_{*p} — повторяемость при скоростях ветра, равной и большей расчетной;

$T_{\text{год}}$ — общее число часов в году (8760).

Определение годовой выработки по выражению (4-8) хотя и будет наиболее точным, но вместе с тем и достаточно громоздким.

Проведение расчетов следует начинать с выбора величины расчетной скорости ветра, определяющей, как известно, расчетную мощность ветроэлектрического агрегата $P_{v,p}$.

В районах с нормальным ветровым режимом — среднегодовые скорости ветра в пределах от 4,5 до 6 м/сек — величину расчетной скорости ветра обычно принимают равной 1,6—1,8 среднегодовой. Число часов использования установленной мощности составляет при этом величину порядка 0,2 в относительных единицах. С увеличением среднегодовой скорости ветра влияние высоких скоростей на годовую выработку будет относительно повышаться. Это служит основанием к относительному увеличению расчетной скорости в районах с большими среднегодовыми скоростями ветра v ($v_r > 6$ м/сек), которая теперь принимается равной 1,8—2,1 среднегодовой.

Задача выбора режима работы ветродвигателя, т. е. его скорости вращения, соответствующей синхронной скорости вращения генератора, подчиняется соображению получения наибольшей выработки энергии за определенный период, обычно за год. Выбранный таким образом режим получает название наивыгоднейшего аэродинамического и находится на основе вариантных расчетов.

Расчеты следует начинать с режима, при котором ветродвигатель развивает расчетную мощность при наибольшем значении коэффициента использования энергии

ветра или близком к нему. Расчетная (номинальная) скорость вращения генератора определится из выражения (см. § 1-4):

$$n_p = \frac{30 Z_n v_p}{\pi R}, \quad (4-9)$$

где v_p — расчетная скорость ветра;

Z_n — нормальная (номинальная) модульность, соответствующая максимальному значению коэффициента использования энергии ветра $\xi_{\text{макс}}$ (берется по безразмерной аэродинамической характеристике ветродвигателя (см. § 1-3);

R — радиус ветроколеса.

Теперь расчетная мощность ветродвигателя может быть подсчитана по выражению $P_{в.р} = 0,000481 D^2 v_p^3 \xi$ [квт]. При других скоростях ветра, меньших расчетной, мощность на валу ветроколеса P_v подсчитывается по тому же выражению, причем необходимое значение коэффициента использования энергии ветра ветродвигателя ξ при данной скорости ветра v находится следующим образом.

Для каждой скорости ветра v из выражения (4-9) находятся значение модульности Z и соответствующее ему значение ξ по безразмерной аэродинамической характеристике ветродвигателя. Далее по (4-8) определяется годовая выработка A .

Подсчет годовой выработки по указанной схеме проводится для ряда значений скорости вращения в пределах $\pm 20\%$ от выбранной первоначально. Теперь при скорости ветра, принятой вначале за расчетную, мощность ветродвигателя снижается. Для сохранения прежнего значения расчетной мощности $P_{в.р}$ необходимо увеличить расчетную скорость ветра. По значениям годовой выработки ВЭС, полученным при разной скорости вращения ветродвигателя, следует построить график $A = f(n)$. Наибольшее значение выработки ВЭС определит наиболее выгодный аэродинамический режим работы и соответствующую скорость вращения ветродвигателя.

4-4. РЕЖИМ НОРМАЛЬНОЙ РАБОТЫ

Особенностью ветроэлектрической установки с синхронным генератором, жестко соединенным с ветродвигателем, является то, что на вал генератора непрерывно

передаются пульсации энергии ветра, воспринимаемой ветроколесом. Поэтому режим нормальной работы ветроэлектрического агрегата сопровождается колебаниями. Нарушение равенства мощностей, являющееся причиной начала переходного процесса, вызвано изменением мощности ветродвигателя и в первый момент не сопровождается изменением электромагнитного состояния. Изменение электромагнитного состояния машины последует далее, при $t > 0$, за счет изменения фазы θ д. с. E_0 , как результат относительного перемещения ротора на угол δ , и зависит, таким образом, от инерции вращающихся масс. Непосредственным результатом изменения угла δ в переходном режиме явится возникновение добавочного тока в цепи якоря. При этом в цепи возбуждения (из-за инерции магнитного потока) будут индуцироваться токи, характер изменения которых будет полностью зависеть от того, как быстро и на какую величину изменяется величина угла δ .

На ветроустановке выход из статического состояния режима работы вызван приложением механической мощности к валу, как результат изменения скорости ветра. Изменение скорости ветра, связанной с величиной энергии ветрового потока, не может происходить мгновенно. Это исключает внезапное приложение в начальный момент механической мощности к валу генератора. Инерция вращающихся масс ветроагрегата в свою очередь не допускает слишком быстрых изменений угловой скорости ротора. При таких условиях протекания процесса токи в успокоительной системе заведомо успевают затухнуть, и практическое значение могут иметь лишь переходные токи в цепи возбуждения.

Процесс колебаний ротора, который возникает при небольшом возмущении в случае работы ветроэлектрической станции параллельно с сетью бесконечно большой мощности, описывается известным дифференциальным уравнением свободных механических колебаний около его положения равновесия:

$$\frac{J}{p} \cdot \frac{d^2 \alpha}{dt^2} + D \frac{d \alpha}{dt} + M_c \alpha = 0, \quad (4-10)$$

где $\frac{J}{p} \frac{d^2 \alpha}{dt^2}$ — момент, необходимый чтобы сообщить ускорение вращающимся частям, момент инерции которых J ;

$D \frac{da}{dt}$ — успокоительный момент;

$M_c \alpha$ — синхронизирующий момент;

α — угол пространственного отклонения ротора от положения равновесия, выраженный в электрических радианах.

Из решения (4-10) следует, что период собственных колебаний с учетом затухания равен:

$$T = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{M_c p}{J} - \frac{D^2 p^2}{4J^2}}} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{M_c p}{J}}} \sqrt{\frac{1}{1 - \frac{D^2 p}{4M_c J}}} = \frac{T_0}{\sqrt{1 - a^2}}, \quad (4-11)$$

где $T_0 = 2\pi \sqrt{\frac{J}{M_c p}}$ — период собственных колебаний без учета затухания; (4-12)

$$a = \frac{D}{2} \sqrt{\frac{p}{M_c J}}. \quad (4-13)$$

Выражение (4-12) наглядно выявляет специфические особенности, характеризующие режим работы синхронного генератора, входящего в ветроэлектрический агрегат. Относительная большая масса ветроколеса приводит к необычно большому для установки такой мощности значению постоянной инерции. Вследствие этого при колебаниях синхронного генератора, соединенного с ветродвигателем, необычно замедлен процесс изменения электрического угла сдвига между э. д. с. E_0 и напряжением сети U , характеризующего отдаваемую генератором мощность.

Период собственных колебаний ветроэлектромотора значительно превосходит период собственных колебаний самого синхронного генератора. Величина a (4-13) получается настолько малой, что можно не делать различия между периодом собственных колебаний ветроагрегата как при учете, так и без учета затухания.

Увеличение длительности протекания процесса изменения угла δ при колебаниях ветроагрегата таково, что период этих колебаний оказывается значительно большим, чем значения постоянных времени обмотки возбуждения $T \gg T'_a$. Это позволяет при трактовке пере-

ходных электромагнитных процессов не принимать во внимание воздействия на соответствующие поля токов, возникающих в обмотке возбуждения и полюсных наконечниках, и считать, что величины э. д. с. за синхронным реактивным сопротивлением и синхронного реактивного сопротивления остаются при колебаниях постоянными. Следовательно, для исследования процесса изменения угла δ допустимо пользоваться неменяющейся статической характеристикой мощности $P_\phi = f(\delta)$, при которой генератор представлен синхронным реактивным сопротивлением.

В частности, переходные электромеханические и электромагнитные процессы ветроэлектростанции D-18 с генератором ГСТ 35/6 и $T'_a = 0,093$ сек в режиме нормальной работы параллельно с сетью характеризуются следующими данными:

Периоды собственных колебаний генератора 0,213 сек, ветроагрегата 2,075 сек (с учетом затухания) и 2,07 сек (без учета затухания).

Постоянная времени затухания колебаний $T = 5,25$ сек.

Исследование процесса перехода ротора на режим работы при новой скорости ветра обычно проводится в предположении мгновенного изменения скорости ветра. Целесообразно процесс колебаний рассматривать относительно того положения ротора, к которому он должен прийти в результате произошедшего изменения режима ветра. Тогда в первое мгновение анализируемого процесса ротор будет отклонен от равновесного на угол α_1 . Скорость ротора в это мгновение является синхронной. При этих условиях решение дифференциального уравнения свободных колебаний (4-10) получится в виде:

$$\alpha = \alpha_1 e^{-\rho t} \cos \omega t, \quad (4-14)$$

где $\rho = \frac{Dp}{2J}$ и $\omega = \frac{2\pi}{T}$.

Постоянная времени затухания экспоненциальной кривой $T_s = \frac{1}{\rho}$ следующим образом связана с периодом собственных колебаний агрегата:

$$\frac{T_0}{a} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{M_c p}{J}}} \cdot \frac{2}{D} \sqrt{\frac{M_c J}{p}} = 2\pi \frac{2J}{Dp} = 2\pi T_s,$$

откуда

$$T_s = \frac{T_0}{2\pi a} \quad (4-15)$$

Поскольку значение a для ветроэлектроагрегата велико, из (4-15) следует, что $T_s > T_0$, т. е. большая масса ветроколеса значительно замедляет процесс затухания колебаний.

Наибольшая величина мгновенной перегрузки при колебаниях определяется амплитудой первого полупериода колебаний, которая получается подстановкой в (4-14) значения $t = \frac{T}{2}$:

$$\alpha_{\max} = \alpha_1 e^{-\frac{T}{2T_s}} = \alpha_1 e^{-\frac{T\pi a}{T_0}} \approx \alpha_1 e^{-\pi a},$$

так как для всей массы (ротор и ветроколесо) $T \approx T_0$.

В реальных условиях непрерывная пульсация ветра, наблюдаемая в приземном слое атмосферы, т. е. в слое с наиболее развитой порывистостью, должна, вообще говоря, привести к возникновению случайных колебаний угловой скорости ветроагрегата, поскольку на свободные колебания угла δ (или α) накладываются добавочные изменения этого угла, носящие случайный характер.

Дополнительные колебания угла δ (или α), а следовательно, и мощности, могут быть вызваны также неуравновешенностью ветроколеса и несовершенством редукторной передачи. Колебания усиливаются при наличии в схеме механической передачи от ветроколеса к генератору муфты свободного хода, поскольку теперь в переходном режиме ведомая часть муфты, связанная с генератором, может иметь скорость, отличную от скорости ведущей части.

Следовательно, действительные изменения угла δ имеют более сложный характер, чем в «идеализированном» случае, предполагающем, что процесс, начатый в результате какого-либо возмущения, воздействовавшего на ротор, закончится ранее, чем на ротор подействует следующее возмущение. Соответственно в цепи ротора возникают колебания тока возбуждения около среднего значения, соответствующего начальному значению Э. д. с. холостого хода E_{d0} .

Определение среднего значения удельного синхронизирующего момента M_c возможно путем спрямления статической угловой характеристики по линии, проходящей через начальный и конечный углы внутреннего сдвига. Упомянутые выше случайные изменения угла δ рассматриваются в таком случае как колебания относительно центров, перемещающихся по спрямленной характе-

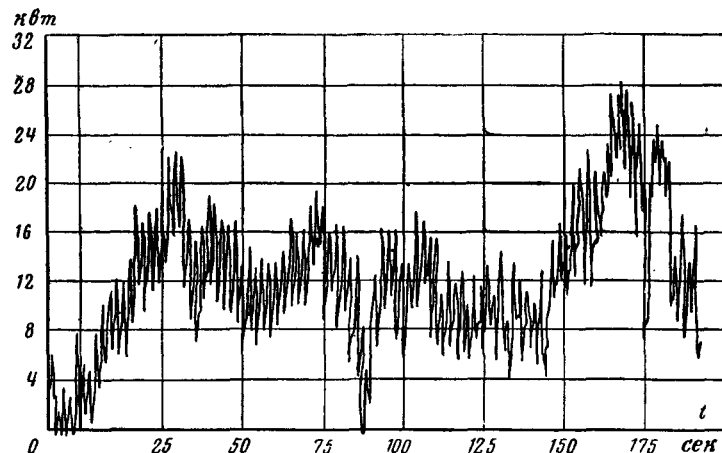


Рис. 4-6. Изменение мощности ВЭС в режиме параллельной работы.

ристике, не влияющие на значение удельного синхронизирующего момента M_c . Колебания тока возбуждения, увеличивая его эффективное значение, в отдельных случаях возможно должны быть приняты во внимание при оценке нагрева обмотки возбуждения.

На рис. 4-6 представлен график мощности, отдаваемой ветроэлектростанцией, работающей параллельно с сетью большой мощности. На графике, кроме плавных изменений мощности, связанных с микропульсациями скорости ветра, отчетливо видны непрерывные пульсации ее в определенных пределах и с частотой, обычно близкой к частоте вращения ветроколеса. Эти вторые пульсации рассматриваются как следствие упомянутых выше дополнительных возмущений. Они относительно невелики и не препятствуют нормальной работе уста-

новки. Динамические процессы при параллельной работе ВЭС в системах различной мощности рассмотрены в § 4-6.

4-5. СПОСОБЫ ОГРАНИЧЕНИЯ МОЩНОСТИ

Неотъемлемым условием надежной повседневной работы ветроэлектрической станции является предотвращение перегрузок ветродвигателя, которые неизбежно возникают при работе в непрерывно меняющемся естественном ветровом потоке. Колебания, присущие скорости ветра, приводят к тому, что перегрузка сверх номинальной мощности может наблюдаться даже при средних скоростях воздушного потока, меньших расчетной скорости.

Наиболее вероятные микропульсации скорости ветра могут быть оценены приближенной формулой $v - v_{cp} = \pm 0,3v_{cp}$ (см. § 5-1). Отсюда следует, что перегрузки могут возникать при средних скоростях воздушного потока $v_{cp} \geq \frac{v_p}{1,3}$. Величина ожидаемых перегрузок ветроагрегата при $v_{cp} = v_p$ будет доходить до 60—70%. В тех же случаях, когда $v_{cp} > v_p$, возможны еще большие перегрузки, которые являются нежелательными прежде всего для ветродвигателя, поскольку, будучи даже кратковременными, они могут явиться опасными для механической прочности отдельных узлов кинематической схемы передачи вращающего момента от ветроколеса.

Необходимость во время эксплуатации практически непрерывного регулирования лопасти и то обстоятельство, что время, в течение которого должен уложиться весь процесс регулирования, является относительно коротким (величина располагаемого времени регулирования в сильной степени зависит от действительной картины нарастания скорости ветра в переходном режиме), затрудняет решение задачи ограничения вращающего момента ветродвигателя при параллельной работе с сетью связанного с ним синхронного генератора.

Разрешение вопроса о регулировании мощности ветроэлектрической станции для предотвращения ее перегрузки возможно в нескольких направлениях:

1. Центробежно-аэродинамическое стабилизаторное регулирование системы проф. Г. Х. Сабинина и проф. Н. В. Красовского, применяемое в СССР на ветродвигателях стабилизаторного типа D-18 и D-30, позволяет непосредственно осуществить регулирование ВЭС в режиме параллельной работы только в случае работы со станцией равной мощности. В общем же случае параллельной работы оно должно быть дополнено устройством, воздействующим на установку углов стабилизаторов в условиях работы при постоянной скорости вращения. Такое устройство получило название ограничителя момента. До настоящего времени законченной конструкции ограничителя еще не создано.

2. На ветродвигателе типа 1-D-18 применено аэродинамическое регулирование поворотом всей лопасти под воздействием силы давления относительного потока, набегающего на лопасть. Правильно функционирующий регулятор такого ветродвигателя способен во многих случаях предохранить ВЭС от перегрузок в режиме параллельной работы. Метод расчета такого регулятора дан инж. К. П. Вашкевичем [Л. 5]. Опытная эксплуатация ветроэлектрической станции 1-D-18 при параллельной работе с дизельной электростанцией практически равной мощности, проведенная ЦАГИ, показала успешную работу системы регулирования.

Диаграммы работы ветроэлектрической станции 1-D-18 при регулировании показаны на рис. 4-7.

3. На ветроэлектрической станции ограничение момента, передаваемого на вал генератора, может быть достигнуто с помощью муфты скольжения, помещаемой между ветроколесом и синхронным генератором.

Применение гибкой связи между ветродвигателем и синхронным генератором в форме муфты скольжения позволяет использовать центробежное регулирование для поворота лопасти с целью уменьшения мощности, развиваемой ветродвигателем при скорости ветра, выше расчетной. Этот способ, в частности, приложим к ветродвигателям, имеющим центробежно-аэродинамическое стабилизаторное регулирование типа D-18. Применение того или иного типа муфты определяется временем работы муфты в режиме скольжения. Для сельских ветроэлектрических станций, притом прежде всего средней мощности, наиболее перспективными являются электромаг-

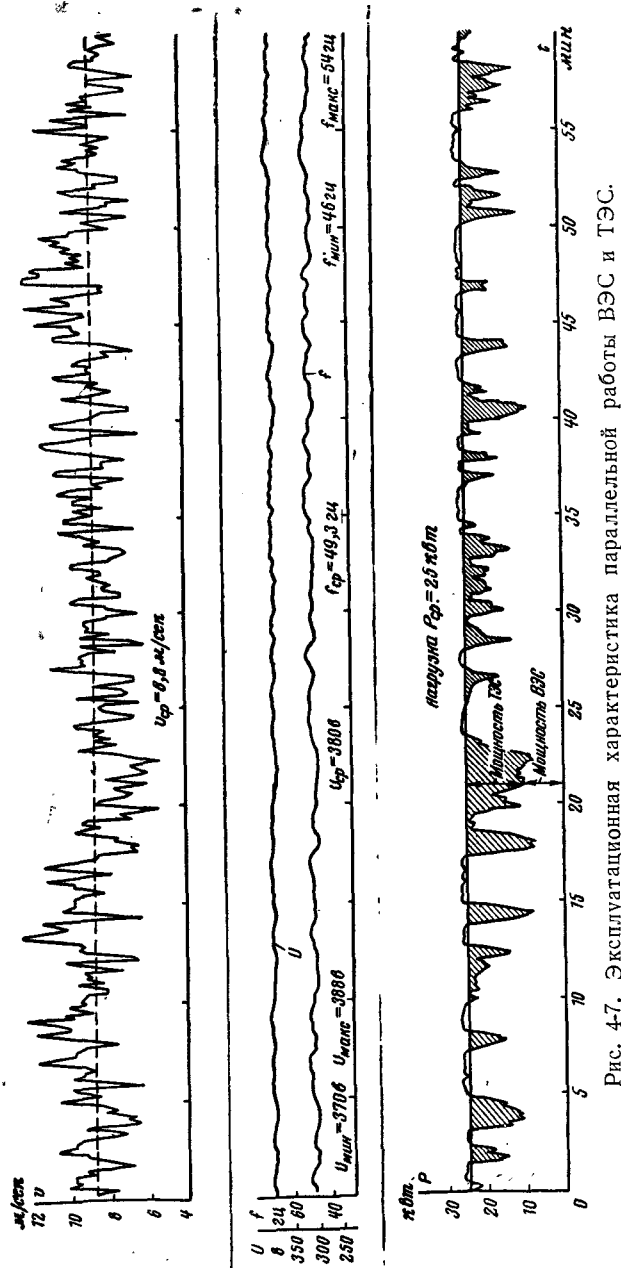


Рис. 4.7. Эксплуатационная характеристика параллельной работы ВЭС и ТЭС.

нитные муфты скольжения с безобмоточным якорем (рис. 4-8). Муфта этого типа выгодно отличается от других муфт тем, что основная доля тепла выделяется во внешнем ее элементе — якоре, состоящем из двух сплошных колец, одно из которых (массивное стальное) является магнитопроводом, другое (тонкое медное) — то-

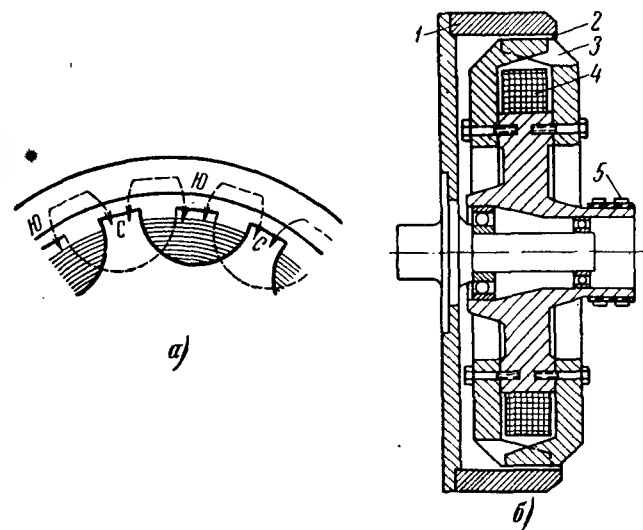


Рис. 4-8. Разрез электромагнитной муфты скольжения. а — полюсная система; б — ведомая и ведущая части муфты; 1 — якорь; 2 — воздушный зазор; 3 — полюсная система; 4 — обмотка возбуждения; 5 — контактные кольца.

ковпроводом. Нагрев такого безобмоточного якоря лимитируется только условиями сохранения механической прочности при больших скоростях вращения.

Если электромагнитную муфту скольжения рассчитать таким образом, чтобы ее момент в любой части характеристики от нулевого скольжения ($s=0$) до максимального ($s=s_{\text{макс}}$) удовлетворял условию

$$M \leq i M_{\text{в.р.}},$$

где i — передаточное отношение от вала ветроколеса к валу генератора, $M_{\text{в.р.}}$ — расчетный момент ветродвигателя, то этим решается задача ограничения момента,

передаваемого ветродвигателем генератору при любой скорости ветра, превышающей расчетную v_p .

Если электромагнитная муфта скольжения рассчитана так, что на участке кривой $M=f(s)$, находящейся в интервале от $s_1=s_p-\varepsilon$ до $s_2=s_p+\varepsilon$ (рис. 4-9), $\frac{dM}{ds} \rightarrow 0$ (ε — нечувствительность регулятора), а регулятор

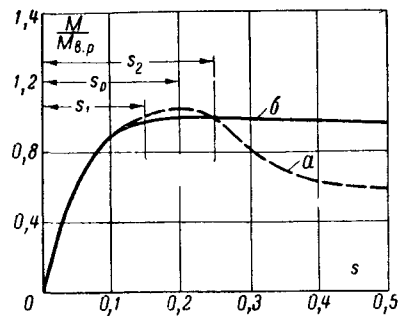


Рис. 4-9. Расчетные характеристики электромагнитной муфты скольжения.

настроен таким образом, что

$$n_p = \frac{in_n}{1-s_p},$$

где n_n — номинальная скорость вращения генератора, то этим исключается как возможность перехода в двигательный режим при падении скорости ветра, так и резкое колебание мощности ветроэлектрической станции в процессе регулирования, обусловленное наличием зоны нечувствительности регулятора.

Для уменьшения веса муфты необходимо, чтобы s_p было минимальным. Но для того, чтобы колебания мощности ветроэлектрической станции имели по возможности плавный характер, что важно в случае работы со станцией соизмеримой мощности, желательно некоторое увеличение s_p . Имея в виду в этом варианте работы возможность изменения частоты системы, фактическое скольжение электромагнитной муфты в момент регулирования будет $s_\phi = s_p \pm \delta$, где δ — неравномерность хода системы.

Как видно из рис. 4-9, $s_p = s_1 + \varepsilon$. У современных ветродвигателей $\varepsilon \approx 5\%$. Величина s_1 по конструктивным соображениям не может быть меньше 2,5%. С другой стороны, максимальная величина s_1 не может быть больше 25%, так как в противном случае вес муфты несоразмерно увеличивается и из-за увеличения потерь в ней начинает заметно падать эффективность ветроэлектриче-

ской станции. Следовательно, практически целесообразная величина s_p будет лежать в пределах от 7,5 до 30%.

На ветроэлектрической станции, работающей с достаточно мощной станцией, когда колебания мощности ветроэлектростанции, возникающие вследствие изменчивости ветра, не могут оказать какого-либо существенного влияния на частоту сети, может быть использована более легкая муфта с характеристикой типа *a*. Для такой муфты $s_p = s_{\max}$; форма кривой $M=f(s)$ правее точки $s_p + \varepsilon$ при стабильности частоты может быть произвольной.

При наличии электромагнитной муфты скольжения при самосинхронизации ветроэлектрической станции снятие избыточного момента достигается путем снижения тока возбуждения до величины, соответствующей моменту холостого хода агрегата M_0 . Прием нагрузки ветроэлектростанцией может быть осуществлен путем подачи соответствующего напряжения на зажимы обмотки возбуждения электромагнитной муфты после включения генератора в сеть. Указанные операции легко могут быть автоматизированы.

На рис. 4-10 показан внешний вид синхронного генератора с электромагнитной муфтой скольжения ветроэлектрической станции D-18 Запорожского филиала ВИЭСХ.

На рис. 4-11 даны снятые на этой станции диаграммы работы. На диаграмме, иллюстрирующей работу ветроэлектрической станции до предела регулирования (рис. 4-11,а), отчетливо видно сглаживающее действие маховых масс ветроколеса при наличии электромагнитной муфты скольжения. Диаграмма мощности на рис. 4-11,б отчетливо показывает действие электромагнитной муфты скольжения как ограничителя нагрузки при сильном ветре.

Поскольку ветроагрегат, обладая относительно большим моментом инерции и работая при переменной скорости вращения, является своего рода аккумулятором ветровой энергии, наличие электромагнитной муфты скольжения позволяет ветроагрегату поддерживать отдачу ветроэлектрической станции в течение некоторого промежутка времени даже в случае резкого провала ветра, что наглядно видно в конце диаграммы мощности рис. 4-11,б.

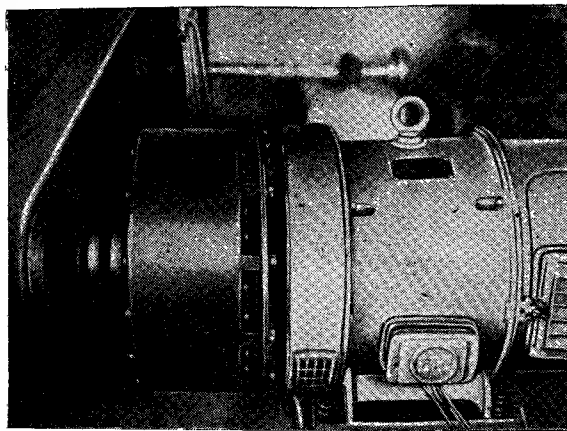


Рис. 4-10. Внешний вид синхронного генератора с электромагнитной муфтой скольжения.

Наличие потерь в муфте скольжения определяет ее тепловой режим и увеличивает нагрузку ветроколеса. С увеличением передаваемой мощности возрастают потери в муфте и сохранение температуры нагрева ее частей в допустимых пределах становится все более затруднительным. Одновременно повышаются требования к конструкции в смысле сохранения соосности между обоими элементами. Поэтому трудно уверенно предопределить до какой мощности ветроэлектрических станций окажется пригодной электромагнитная муфта скольжения с естественным охлаждением. Ориентировочно это будет ветроэлектрическая станция мощностью, видимо, до 100 кВт.

4. Предотвращение перегрузки ветродвигателя может быть достигнуто использованием свойств аэродинамического саморегулирования ветродвигателя. Возможность аэродинамического саморегулирования ветродвигателя, показанная в работах проф. Г. Х. Сабина, состоит в получении таких моментных характеристик, когда они для скорости ветра, равной и выше расчетной, на определенном участке их левой части максимально сближаются, вплоть до переплетения (рис. 4-12) [Л. 2]. Наиболее

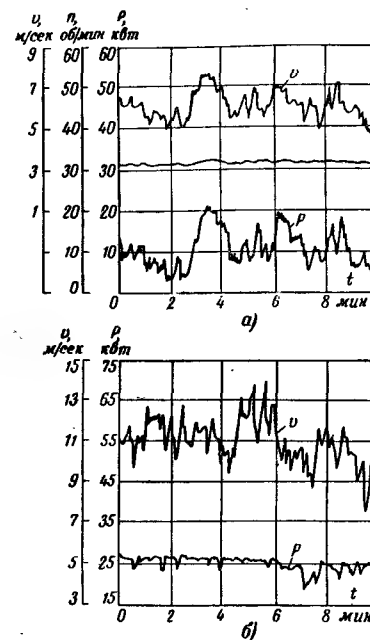


Рис. 4-11. Диаграммы работы ВЭС при наличии электромагнитной муфты скольжения. а — до регулирования; б — при регулировании.

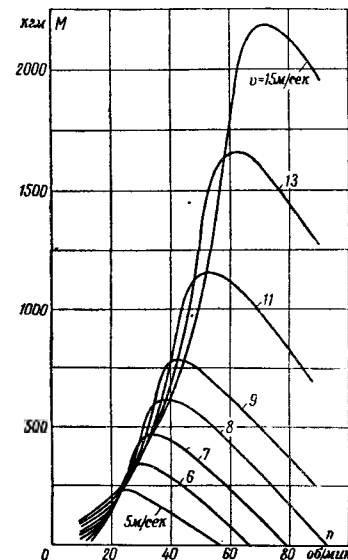


Рис. 4-12. Моментные характеристики ветродвигателя.

полно эффект аэродинамического саморегулирования проявляется у ветродвигателей повышенной быстроходности с нормальной модульностью $Z_n \geq 6$.

В числе возможных способов регулирования мощности ВЭС при параллельной работе с электрической системой можно упомянуть о применении для этой цели аэродинамической передачи, предложенной А. Г. Уфимцевым и разработанной применительно к ВЭС с синхронным генератором Н. В. Красовским и Б. А. Васильевым [Л. 13].

В ветродвигателе с аэродинамической передачей на концах крыльев основного ветроколеса помещены ветрянки, приводящие в движение электрические генераторы (рис. 4-13). Ветрянки работают в относительном

потоке при скоростях порядка 40—50 м/сек и передают энергию генераторам при скоростях вращения порядка первых тысяч оборотов в минуту. При этом возможны два варианта привода генераторов ветрянками: 1) инди-

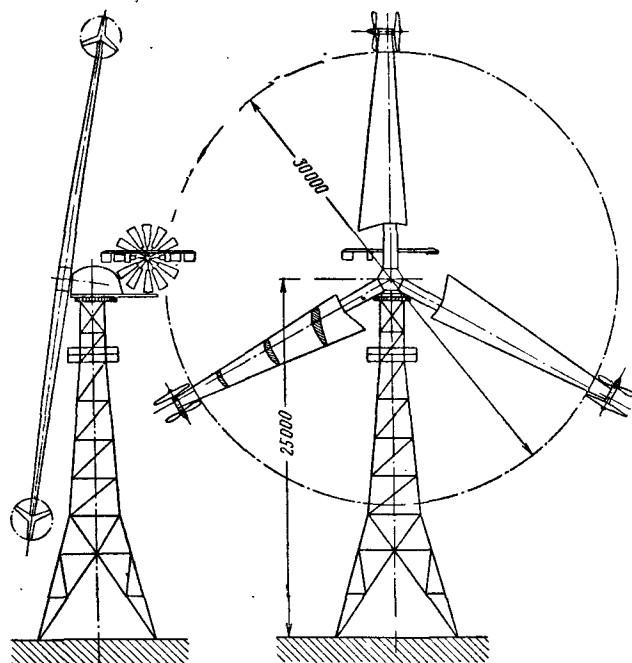


Рис. 4-13. Схема ветродвигателя с аэродинамической передачей.

видуальный, когда каждая ветрянка вращает свой генератор, расположенный в крыле основного ветроколеса, и 2) групповой, когда все ветрянки вращают один генератор, расположенный на головке ветродвигателя (вращение передается длинными валами, расположенными в крыле ветроколеса).

Как видно, ветродвигатель с аэродинамической передачей, значительно усложняется конструктивно, но при этом исчезает необходимость передачи момента при малых скоростях вращения ветроколеса, что в свою очередь

приводило бы к применению редукторных передач, вес которых может достигать 25% от общего веса установки. Применение тяжелых и сложных редукторов сильно удорожает и усложняет производство мощных ветродвигателей.

4-6. ДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ РАБОТЕ ВЭС В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Протекание переходных процессов при параллельной работе ВЭС с электростанцией другого типа зависит от типа генератора ВЭС и соизмеримости ее мощности с мощностью электрической системы. Характерной особенностью быстроходных ветродвигателей, регулирование которых осуществляется поворотом лопастей или их концов с помощью центробежного регулятора, является то, что они при постоянной скорости вращения по мере увеличения скорости ветра сверх расчетной могут развивать мощность, значительно превышающую ее номинальное значение. Это обстоятельство создает определенные трудности осуществления параллельной работы ВЭС с ветродвигателями этого типа в электрических системах соизмеримой и бесконечно большой мощности.

При параллельной работе ВЭС с электрической системой равной мощности избыток мощности на валу ветродвигателя при увеличении скорости ветра полностью расходуется на изменение скорости вращения системы, так как нагрузка равна номинальной мощности ветродвигателя. Статическая перегрузка элементов передачи мощности ветродвигателя в этом случае исключается. Если мощность электрической системы соизмерима, но больше мощности ВЭС, то по мере увеличения скорости ветра ВЭС может отдавать в сеть мощность больше номинального значения. В этом случае появляется возможность статической перегрузки ветродвигателя до величины мощности электрической системы. Для исключения перегрузки ветродвигатель должен быть снабжен дополнительным регулятором мощности (§ 4-5).

При параллельной работе ВЭС с электрической системой бесконечно большой мощности последняя может воспринять практически любую мощность, развиваемую ветродвигателем при скоростях ветра выше расчетной.

Следовательно, так же как и при работе со станцией соизмеримой мощности, ветродвигатель должен быть снабжен регулятором мощности.

Возможная величина статической перегрузки элементов передачи мощности ветродвигателя определяется диапазоном изменения рабочих скоростей ветра и перегрузочной способностью генератора.

Величина и характер перегрузки по моменту в процессе динамики регулирования в основном определяются способом регулирования ветродвигателя (аэродинамикой ветроколеса) и динамикой ветрового потока. При регулировании быстроходных ветродвигателей путем поворота лопастей избыточный момент на ветроколесо может достигать четырех-пятикратного, а при регулировании поворотом концов лопастей двух-трехкратного значения номинального момента.

Уменьшение возможных перегрузок в процессе динамики регулирования, учитывая непрерывные пульсации скорости ветра, связано с рядом трудностей прежде всего потому, что даже при быстродействующих регуляторах ветродвигателей постоянные времени их работы остаются больше постоянной времени процесса изменения скорости ветра.

Сооружение ВЭС является целесообразным прежде всего в районах, удаленных от энергосистем и располагающих относительно большими запасами энергии ветра, например районы целинных земель. В этих условиях наиболее вероятной будет совместная работа ВЭС с дизельными электростанциями. Поэтому исследование динамики параллельной работы ВЭС в электрических системах дано ниже на примере ветровой и дизельной электростанций, первичные двигатели которых снабжены регуляторами прямого действия. В качестве первичного двигателя ветроэлектростанции взят ветродвигатель с аэродинамическим регулятором, прямое регулирование скорости вращения которого осуществляется поворотом лопастей аэродинамическими силами.

Выбор такой схемы регулирования ветродвигателя для изучения динамики переходных процессов рассматриваемой системы оправдывается тем, что с одной стороны, в этом случае при регулировании ветродвигателя поворотом лопастей ветроколеса может иметь место наибольшая перегрузка по моменту, с другой стороны,

аэродинамическое регулирование ветродвигателя при работе ВЭС в системах соизмеримой и бесконечно большой мощности обеспечивает одновременно и регулирование развиваемой ветродвигателем мощности (см. § 2-3). Все это вместе взятое дает основание рассмотреть из возможных схем регулирования ВЭС наиболее тяжелый случай с точки зрения возможной динамической перегрузки ветродвигателя при достаточно простой расчетной схеме, не прибегая к сложному математическому анализу. Это, конечно, не предопределяет целесообразность использования только такой схемы регулирования ветродвигателей ВЭС, предназначенных для работы с электрическими системами, однако исследование параллельной работы именно таких станций позволяет сформулировать некоторые общие положения, характеризующие динамические свойства подобных систем.

ВЭС оборудована синхронным генератором

Принимая в качестве обобщенных координат угловую скорость вращения ветроколеса ω_1 и двигателя внутреннего сгорания ω_2 , угол поворота лопасти ветроколеса φ и угол пространственного расхождения роторов генераторов ВЭС и ДЭС δ_{12} , уравнения, описывающие движение такой системы (независимо от соизмеримости мощности ВЭС и ДЭС, включая и случай работы ВЭС на сеть бесконечно большой мощности), будут иметь следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} J_1 \frac{d\omega_1}{dt} &= M_1 - M_{1r} - \text{уравнение ветроэлектроагрегата;} \\ J_2 \frac{d\omega_2}{dt} &= M_2 - M_{2r} - \text{уравнение дизельного агрегата;} \\ J_3 \frac{d^2\varphi}{dt^2} + k_1 \frac{d\varphi}{dt} &= M_a - M_{\alpha} - M_{\text{пер}} - \text{уравнение регулятора ветродвигателя,} \end{aligned} \right\} \quad (4-16)$$

где J_1 и J_2 — соответственно моменты инерции ветроагрегата и дизельного агрегата, приведенные к валу ветродвигателя;

J_3 — момент инерции подвижных частей регулятора ветродвигателя;

k_1 — коэффициент демпфирующего момента аэродинамических сил ветроколеса;

M_1, M_2 — движущий момент соответственно ветродвигателя и дизеля;

M_{1r}, M_{2r} — момент, снимаемый генераторами ВЭС и ДЭС;

$M_a, M_{\alpha}, M_{\text{рег}}$ — моменты, поворачивающие лопасти ветроколеса от аэродинамических, центробежных сил и позиционных сил регулятора.

При составлении системы уравнений (4-16) применены следующие допущения: передачи между двигателями и генераторами предполагаются абсолютно жесткими; электромагнитные процессы, происходящие в системе, не учитываются, так как периоды колебаний механической системы значительно больше по величине, чем постоянная времени обмотки возбуждения синхронных генераторов (§ 4-4); у обоих генераторов э. д. с. за синхронной продольной реактивностью предполагаются постоянными; электрическая нагрузка представлялась в виде постоянных полных сопротивлений, генераторы — реактивностью по продольной оси; сопротивления трансформаторов и соединительных линий в электрическую схему не вводились ввиду малой их величины сравнительно с сопротивлением генераторов; силами сухого трения в механизмах регулятора ветродвигателя пренебрегалось. Регулирование дизеля предполагалось по статическим характеристикам.

Дифференциальные уравнения системы (4-16) являются нелинейными, причем моменты, входящие в их правые части, представляют собой достаточно сложные функции многих переменных:

$$\left. \begin{aligned} M_1 &= M_1 \{ \bar{M}_1 [Z(\omega_1 v) \varphi] v \}; & M_2 &= M_2(\omega_2); \\ M_a &= M_a \{ \bar{M}_a [Z(\omega_1 v) \varphi] v \}; & M_{\alpha} &= M_{\alpha}(\omega_1, \varphi); \\ M_{\text{рег}} &= M_{\text{рег}}(\varphi); & M_{1r} &= M_{1r}[\sigma_{12}, (\omega_1 - \omega_c)]; \\ & & M_{2r} &= M_{2r}[\delta_{12}, (\omega_2 - \omega_c)]; \end{aligned} \right\} \quad (4-17)$$

где $\bar{M}_1$ и $\bar{M}_a$ — относительные моменты аэродинамических сил;

v — скорость ветрового потока;

Z — число модулей, определяющее режим работы ветродвигателя;

ω_c — синхронная скорость вращения системы.

Относительные моменты $\bar{M}_1$ и $\bar{M}_a$ для каждого типа ветродвигателя находятся из аэродинамического расчета в виде семейства кривых в функции ω_1, φ, v (см. § 1-3, 2-3 и [Л. 5]).

Для изучения переходных процессов в рассматриваемой системе воспользуемся аналогично § 2-5 методом малых отклонений. Линеаризацию функций, входящих в уравнения системы (4-16), произведем на основе разложения их в ряды Тейлора. Для общности анализа представим уравнения (4-16) в безразмерной операторной форме.

Обозначения новых переменных:

$$x_1 = \frac{\Delta \omega_1}{\omega_{10}}; \quad x_2 = \frac{\Delta \omega_2}{\omega_{20}}; \quad x_3 = \frac{\Delta \varphi}{\varphi_0}; \quad x_4 = \frac{\Delta \delta_{12}}{\delta_{120}}; \quad \mu = \frac{\Delta v}{v_0}.$$

Величины, снабженные индексом нуль, соответствуют исходному установившемуся режиму.

Опуская операции, связанные с разложением в ряды функций (4-17), линейное приближение уравнений (4-16) записывается в виде:

$$\left. \begin{aligned} (T_1 p + a_{11}) x_1 + a_{12} x_2 + a_{13} x_3 + a_{14} x_4 &= \\ &= k_{11} \mu - \eta_1; \\ (T_2 p + a_{22}) x_2 + a_{21} x_1 + a_{24} x_4 &= -\eta_2; \\ (T_3^2 p^2 + T_k p + a_{33}) x_3 + a_{31} x_1 &= k_{31} \mu, \end{aligned} \right\} \quad (4-18)$$

где T_1, T_2, T_3 — постоянные времени ветродвигателя, дизеля и регулятора ветродвигателя;

T_k — постоянная времени аэродинамического демпфирования;

η_1, η_2 — коэффициенты, характеризующие изменение внешней нагрузки;

$p = \frac{d}{dt}$ — оператор дифференцирования.

Метод вычисления постоянных коэффициентов уравнений (4-18) дан в конце параграфа.

Дополнительным уравнением, необходимым для решения системы линейных уравнений (4-18), содержащей четыре неизвестных, является уравнение, характеризующее относительное движение генераторов станций:

$$x_2 = x_1 - k p x_4, \quad (4-19)$$

где

$$k = \frac{\delta_{120}}{\omega_{10}}.$$

Решая совместно (4-18) — (4-19), получаем уравнения, описывающие движение системы по координатам x_1 , x_3 и x_4 :

$$\left. \begin{aligned} (a_0 p^5 + a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5) x_1 = & \\ = (T_2 T_3^2 k_{11} p^3 + T_2 T_K k_{11} p^3 + T_3^2 k_{11} a_{22} k p^3 + & \\ + T_2 a_{33} k_{11} k p^2 - T_2 a_{13} k_{31} k p^2 + T_K a_{22} k_{11} k p^2 - & \\ - T_3^2 a_{24} k_{11} p^2 - a_{22} a_{13} k_{31} k p + & \\ + a_{22} a_{33} k_{11} k p - T_K a_{24} k_{11} p - a_{24} a_{33} k_{11} + & \\ + a_{24} a_{13} a_{31}) \mu + (T_3^2 a_{12} k p^3 - T_3^2 a_{14} p^2 + & \\ + T_K a_{12} k p^2 - T_K a_{14} k p^2 + a_{33} a_{12} k p - a_{14} a_{33}) \eta_2 - & \\ - (T_2 T_3^2 k p^4 + T_3^2 a_{22} k p^3 + T_2 T_K k p^3 + & \\ + T_2 a_{33} k p^2 + T_K a_{22} k p^2 - T_3^2 a_{24} p^2 + & \\ + a_{22} a_{33} k p - T_K a_{24} p - a_{24} a_{33}) \eta_1; & \end{aligned} \right\} \quad (4-20)$$

$$\begin{aligned} (a_0 p^5 + a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5) x_3 = & \\ = [T_1 T_2 k_{31} k p^3 - T_2 a_{31} k_{11} k p^2 + T_1 a_{22} k_{31} k p^2 - & \\ - T_2 k_{31} a_{11} k p^2 + T_2 a_{14} k_{31} p - a_{22} a_{31} k_{11} k p + & \\ + a_{22} k_{31} (a_{11} + a_{12}) k p - T_1 a_{24} k_{31} p - & \\ - a_{12} k_{31} (a_{21} + a_{22}) k p + a_{14} k_{31} (a_{21} + a_{22}) + & \\ + a_{24} k_{11} a_{31} - a_{24} k_{31} (a_{11} + a_{12})] \mu + & \\ + (T_2 a_{31} k p^2 + a_{22} a_{31} k p - a_{24} a_{31}) \eta_1 - & \\ - (a_{12} a_{31} k p - a_{31} a_{14}) \eta_2; & \end{aligned} \quad (4-21)$$

$$\begin{aligned} (a_0 p^5 + a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5) x_4 = & \\ = [T_2 T_3^2 k_{11} p^3 + T_2 T_K k_{11} p^2 + T_3^2 k_{11} (a_{21} + a_{22}) p^2 + & \\ + T_K a_{22} k_{11} p + T_2 a_{33} k_{11} p - T_2 a_{13} k_{31} p + & \\ + a_{33} k_{11} (a_{22} + a_{21}) - a_{13} k_{31} (a_{21} + a_{22})] \mu - & \\ - [T_2 T_3 p^3 + T_3^2 a_{22} p^2 + T_2 T_K p^2 + T_2 a_{33} p + & \\ + T_K (a_{21} + a_{22}) p + a_{33} (a_{21} + a_{22})] \eta_1 + & \\ + [T_1 T_3^2 p^3 + T_1 T_K p^2 + T_3^2 a_{11} p^2 + T_1 a_{33} p + & \\ + T_K (a_{11} + a_{12}) p + (a_{11} + a_{12}) a_{33} - a_{13} a_{31}] \eta_2, & \end{aligned} \quad (4-22)$$

где

$$\begin{aligned} a_0 &= T_1 T_2 T_3^2 k; \\ a_1 &= T_1 T_2 T_K k + T_1 T_3^2 a_{22} k + T_2 T_3^2 a_{11} k; \\ a_4 &= T_2 T_3^2 a_{14} + T_1 T_2 a_{33} k + T_1 T_K a_{22} k - \\ &\quad - T_1 T_3^2 a_{24} + T_2 T_K a_{11} k + T_3^2 a_{22} a_{11} k - \\ &\quad - T_3^2 a_{12} a_{21} k; \\ a_3 &= T_2 T_K a_{14} + T_3^2 a_{14} (a_{21} + a_{22}) - T_2 a_{13} a_{31} k + \\ &\quad + T_1 a_{22} a_{33} k - T_1 T_K a_{24} + T_2 a_{11} a_{33} k + \\ &\quad + T_K a_{11} a_{22} k - T_3^2 a_{24} (a_{11} + a_{12}) - T_K a_{12} a_{21} k; \\ a_4 &= T_2 a_{14} a_{33} + T_K a_{14} (a_{21} + a_{22}) - a_{22} a_{31} a_{13} k - \\ &\quad - T_1 a_{33} a_{24} + a_{22} a_{11} a_{33} k - T_K a_{24} (a_{11} + a_{12}) + \\ &\quad + a_{21} a_{33} a_{12} k. \\ a_5 &= a_{33} a_{14} (a_{21} + a_{22}) + a_{13} a_{31} a_{24} - \\ &\quad - a_{24} a_{33} (a_{11} + a_{12}). \end{aligned}$$

Правые части уравнений (4-20) — (4-22) содержат только переменные μ , η_1 и η_2 , которые определяют внешнее возмущение на систему, вызываемое изменением скорости ветра или нагрузки.

Характеристическим уравнением системы (4-20) — (4-22) является уравнение вида:

$$a_0 \lambda^5 + a_1 \lambda^4 + a_2 \lambda^3 + a_3 \lambda^2 + a_4 \lambda + a_5 = 0. \quad (4-23)$$

Для устойчивости системы по критерию Гурвица необходимо и достаточно выполнение неравенств:

$$a_0 > 0, \quad a_1 > 0, \quad a_2 > 0, \quad a_3 > 0, \quad a_4 > 0, \quad a_5 > 0,$$

$$(a_1 a_2 - a_0 a_3) > 0, \quad (a_1 a_2 - a_0 a_3)(a_3 a_4 - a_2 a_5) - \\ - (a_1 a_4 - a_0 a_5)^2 > 0.$$

Для рассматриваемых здесь случаев уравнение (4-23), как правило, имеет две пары комплексных сопряженных корней:

$$\xi_{1,2} = -\omega_1 \pm i q_1, \quad \xi_{3,4} = -\omega_2 \pm i q_2$$

и один вещественный корень — ω_3 . Поэтому общие решения уравнений (4-20) — (4-22) будут:

$$x_1 = e^{-\omega_1 t} (A \cos q_1 t + B \sin q_1 t) + \\ + e^{-\omega_2 t} (C \cos q_2 t + D \sin q_2 t) + E e^{-\omega_3 t} + (x_1)_q; \quad (4-24)$$

$$x_3 = e^{-\omega_1 t} (A_1 \cos q_1 t + B_1 \sin q_1 t) + \\ + e^{-\omega_2 t} (C_1 \cos q_2 t + D_1 \sin q_2 t) + E_1 e^{-\omega_3 t} + (x_3)_q; \quad (4-25)$$

$$x_4 = e^{-\omega_1 t} (A_2 \cos q_1 t + B_2 \sin q_1 t) + \\ + e^{-\omega_2 t} (C_2 \cos q_2 t + D_2 \sin q_2 t) + E_2 e^{-\omega_3 t} + (x_4)_q; \quad (4-26)$$

где $(x_1)_q$, $(x_3)_q$ и $(x_4)_q$ — частные решения уравнений (4-20) — (4-22), зависящие от характера приложенного внешнего возмущения;

$A, A_1, A_2, B, B_1, B_2, C, C_1, C_2, D, D_1, D_2, E, E_1, E_2$ — произвольные постоянные, определяемые по начальным условиям.

Общее решение по координате x_2 в соответствии с (4-19) будет:

$$x_2 = e^{-\omega_1 t} (A_3 \cos q_1 t + B_3 \sin q_1 t) + \\ + e^{-\omega_2 t} (C_3 \cos q_2 t + D_3 \sin q_2 t) + \\ + E_3 e^{-\omega_3 t} - k p x_4 + (x_1)_q, \quad (4-27)$$

где

$$A_3 = (A - B_2 q_1 + A_2 \omega_1); \quad C_3 = (C - D_2 q_2 + C_2 \omega_2);$$

$$B_3 = (B + B_2 \omega_1 + A_2 q_1); \quad D_3 = (D + D_2 \omega_2 + C_2 q_2);$$

$$E_3 = (E + E_2 \omega_3).$$

Уравнения для случая параллельной работы ВЭС с системой бесконечной мощности можно получить, полагая в (4-18) и (4-19) $x_2 = 0$, а также $\eta_1 = \eta_2 = 0$ и $a_{22} = a_{24} = 0$.

На рис. 4-14 представлены кривые, иллюстрирующие переходный процесс системы после внезапного увеличения скорости ветра на величину $\mu = \frac{1}{4}$ при мощности дизельной электростанции в 2 раза превышающей мощность ВЭС. Здесь и в дальнейшем моменты, обозначенные звездочкой, даны в относительных единицах, где за единицу принят номинальный момент.

На рис. 4-15 показано влияние степени соизмеримости мощности ВЭС и ДЭС на кривую избыточного момента M_{*1r} , передаваемого ветродвигателем валу генератора в переходном процессе. Статические характеристики дизеля в различных вариантах работы предполагались геометрически подобными при остающейся неравномерности вращения, равной 10%.

Физическая трактовка переходного процесса сводится к следующему; при изменении скорости ветра на валу ветроколеса появляется избыточный момент M_{*1} . В первом приближении в начале первого полупериода переходного процесса части избыточного момента, передаваемого в электрическую сеть и идущего на ускорение ветроагрегата, находятся в обратной зависимости от соотношения маховых моментов ВЭС и ДЭС. Избыточный момент, действующий на вал генератора дизеля, пере-

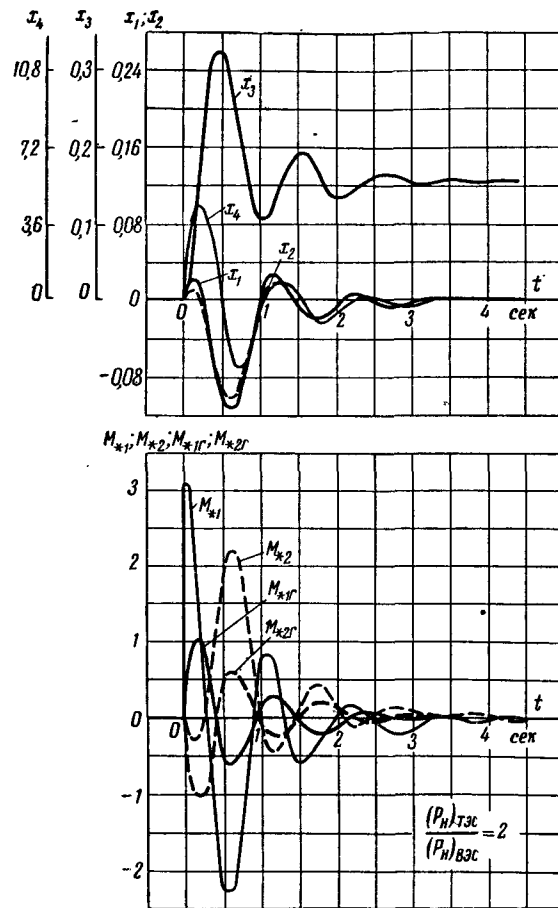


Рис. 4-14. Переходный процесс системы после внезапного увеличения скорости ветра на величину $\mu = \frac{1}{4}$ при $\frac{(P_H)_{TЭС}}{(P_H)_{ВЭС}} = 2$; $(\omega_{10} = 4,45 \frac{1}{сек}, v_0 = 17,8 \text{ м/сек}, \varphi_0 = 42^\circ, \omega_{20} = 4,45 \frac{1}{сек}, \delta_{120} = 0,138^\circ, M_{10} = 830 \text{ кг}\cdot\text{м}, M_{нагр} = 1660 \text{ кг}\cdot\text{м}, M_{20} = 820 \text{ кг}\cdot\text{м}, i = 23,5.$

дается за счет синхронных и асинхронных моментов обоих генераторов, при этом увеличиваются скорости вращения ветродвигателя и дизеля. Изменение относительного угла между векторами э. д. с. обоих генераторов происходит как за счет изменения абсолютного угла между э. д. с. генератора ВЭС и напряжением приемника нагрузки, так и за счет изменения абсолютного угла у генератора ДЭС. Изменение последнего вызвано тем, что в процессе перехода в результате изменения скоро-

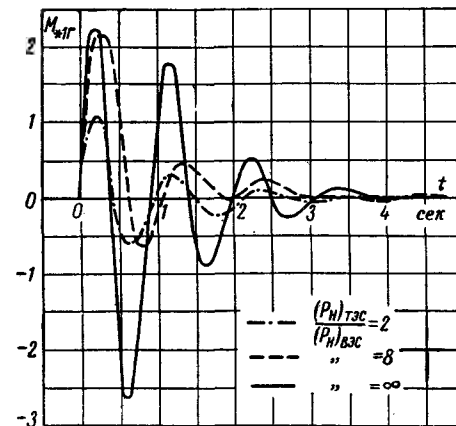


Рис. 4-15. Характер изменения M_{*1r} в зависимости от степени соизмеримости мощности ВЭС и ТЭС.

сти вращения центробежный регулятор дизеля плавно изменяет момент первичного двигателя M_{*2} .

Изменяющаяся под действием избыточного момента ветродвигателя скорость вращения генераторов обуславливает в системе асинхронный ход обоих генераторов по отношению к вектору напряжения приемника нагрузки. При этом величины скольжений у генераторов ВЭС и ДЭС будут иметь разные знаки, так как при относительном движении абсолютные углы генераторов станут изменяться в сторону увеличения для одной и уменьшения для другой.

Уменьшение скорости вращения генератора ВЭС начнется благодаря уменьшению избыточного момента

M_{*1} , в связи с чем изменятся знаки скольжений генераторов обеих станций, а в дальнейшем — знак относительного угла δ_{12} .

Наличие колебаний регулятора ветродвигателя вызывает развитие процесса в сторону отрицательных приращений моментов, скоростей и относительных углов. После нескольких циклов колебаний регулятор ветродвигателя устанавливает лопасти в новое положение соответственно статическим характеристикам регулирования, при котором исчезает избыточный момент со стороны ветроколеса.

По мере увеличения мощности дизельной электростанции сравнительно с ВЭС все большая часть избыточного момента со стороны ветроколеса будет передаваться в сеть, амплитуда колебаний угла δ_{12} будет увеличиваться, амплитуда колебаний скорости вращения генератора уменьшаться, а частота колебаний переходного процесса увеличиваться.

Анализ переходных процессов показывает, что даже в том случае, когда регулятор ветродвигателя успевает за 0,25—0,75 сек снять весь избыточный момент, угол отклонения ротора генератора при работе с бесконечно большой сетью достигает значительной величины. В сети соизмеримой мощности процесс сопровождается повышением скорости вращения двигателей. Перегрузка элементов силовой передачи мощности даже при относительно быстродействующем регуляторе ветродвигателя, время первого размаха колебаний которого составляет величину порядка 0,5 сек, достигает в системе соизмеримой мощности почти $M_{*1r} = M_{*2r} = 100\%$, а в системе бесконечно большой мощности $M_{*1r} \approx 250\%$.

Приведенный анализ поведения системы после воздействия внешнего возмущения рассмотрен в предположении, что в течение переходного процесса скорость воздушного потока, попадающего на ветроколесо, остается постоянной. В действительности же скорость ветрового потока подвержена непрерывным пульсациям — порывам.

Вследствие непрерывных пульсаций скорости ветра возникают вынужденные колебания рассматриваемой системы, сопровождаемые качанием генераторов. Амплитуда качаний генераторов при этом будет зависеть

от максимально возможной амплитуды колебания скорости ветра вплоть до максимального значения электромагнитной мощности по угловой характеристике генератора ветроэлектростанций. Таким образом, не исключено, что синхронная машина ВЭС в некоторых случаях будет работать попеременно то в генераторном, то в двигательном режимах. Наиболее явно ВЭС как источник непрерывно пульсирующей мощности будет проявляться при работе с системой бесконечно большой мощности, что и подтверждается характером переходного процесса при порыве ветра, показанном на рис. 4-15.

При определенной соизмеримости мощности ВЭС и пункта присоединения ее к мощной энергетической системе значительные пульсации мощности будут вызывать нежелательные пульсации напряжения в узловой точке энергетической системы. Таким образом, применение ВЭС с синхронным генератором при работе параллельно с мощной системой и отсутствии в ее кинематической схеме передач устройств, ограничивающих передачу мощности от ветроколеса к генератору, является нерациональным как с точки зрения недопустимо больших перегрузок элементов ветродвигателя, так и с точки зрения пульсирующего характера электрической мощности, отдаваемой в сеть.

ВЭС оборудована асинхронным генератором

Уравнения, описывающие движение системы в этом случае, следующие:

$$\left. \begin{aligned} J_1 \frac{d\omega_1}{dt} &= M_1 - M_{ac}; \\ J_2 \frac{d\omega_2}{dt} &= M_2 + M_{ac} - M_{нагр}; \\ J_3 \frac{d^2\varphi}{dt^2} + k_1 \frac{d\varphi}{dt} &= M_a - M_{ц} - M_{пер}, \end{aligned} \right\} \quad (4-28)$$

где M_{ac} — момент асинхронного генератора;

$M_{нагр}$ — момент нагрузки.

Момент асинхронного генератора в каждый момент времени зависит от соотношения угловых скоростей вращения обоих генераторов. При работе в режимах до

критического скольжения момент асинхронного генератора, приведенный к валу ветродвигателя, подсчитывается по формуле

$$M_{ac} = \frac{M_H}{s_H} \left(\frac{\omega_1 i}{\omega_2} + s_H - 1 \right) i,$$

где M_H и s_H — номинальные значения соответственно момента и скольжения асинхронного генератора.

Применяя, как и в предыдущем случае, метод линеаризации, линейное приближение уравнений (4-28) запишем в виде:

$$\left. \begin{aligned} (T_1 p + b_{11}) x_1 - b_{12} x_2 + a_{13} x_3 &= k_{11} \mu; \\ (T_2 p + b_{22}) x_2 - b_{21} x_1 &= -\eta; \\ (T_3^2 p^2 + T_K p + a_{33}) x_3 + a_{31} x_1 &= k_{31} \mu, \end{aligned} \right\} \quad (4-29)$$

где $\eta = \frac{M_{нагр} - (M_{нагр})_0}{M_{20}}$ — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки.

В состав нагрузки небольших сельских электрических систем входят осветительно-нагревательные приемники энергии и небольшие асинхронные двигатели. В первом приближении можно считать, что мощность нагрузки при постоянном напряжении сети изменяется пропорционально изменению частоты, следовательно, момент нагрузки будет оставаться постоянным. При аварийном отключении момент $M_{нагр}$ является функцией времени.

Формулы, определяющие коэффициенты уравнения (4-29), приведены в конце параграфа.

Решая систему уравнения (4-29) относительно переменных x_1 , x_2 и x_3 , получим:

$$\begin{aligned} (a_0 p^4 + a_1 p^3 + a_2 p^2 + a_3 p + a_4) x_1 = & \\ = [T_3^2 T_2 k_{11} p^3 + (T_K T_2 k_{11} + T_3^2 k_{11} b_{22}) p^2 + & \\ + (T_2 k_{11} a_{33} + T_K k_{11} b_{22} - T_2 a_{13} k_{31}) p + & \\ + (k_{11} a_{33} b_{22} - a_{13} b_{22} k_{31})] \mu - & \\ - (T_3^2 b_{12} p^2 + T_K b_{12} p + b_{12} a_{33}) \eta; & \end{aligned} \quad (4-30)$$

$$\begin{aligned} (a_0 p^4 + a_1 p^3 + a_2 p^2 + a_3 p + a_4) x_2 = & \\ = [T_3^2 k_{11} b_{21} p^2 + T_K k_{11} b_{21} p + & \\ + (a_{33} k_{11} - a_{13} k_{31}) b_{21}] \mu - [T_3^2 T_1 p^3 + (T_3^2 b_{11} + T_K T_1) p^2 + & \\ + (T_K b_{11} + T_1 a_{33}) p + (b_{11} a_{33} - a_{31} a_{13})] \eta; & \end{aligned} \quad (4-31)$$

$$\begin{aligned} (a_0 p^4 + a_1 p^3 + a_2 p^2 + a_3 p + a_4) x_3 = & \\ = [T_1 T_2 k_{31} p^2 + (T_1 k_{31} b_{22} + T_2 k_{31} b_{11} - T_2 k_{11} a_{31}) p + & \\ + (k_{31} b_{11} b_{22} - b_{12} b_{21} k_{31} - b_{22} a_{31} k_{11})] \mu + a_{31} b_{12} \eta, & \end{aligned} \quad (4-32)$$

где

$$a_0 = T_1 T_2 T_3^2;$$

$$a_1 = T_K T_1 T_2 + T_3^2 T_2 b_{11} + T_1 T_3^2 b_{22};$$

$$\begin{aligned} a_2 = T_K T_2 b_{11} + T_1 T_2 a_{33} + T_3^2 b_{11} b_{22} + & \\ + T_K T_1 b_{22} - T_3^2 b_{12} b_{21}; & \end{aligned}$$

$$a_3 = T_2 b_{11} a_{33} + T_K b_{11} a_{22} + T_1 a_{33} b_{22} - T_K b_{12} b_{21} - T_2 a_{31} a_{13};$$

$$a_4 = b_{11} b_{22} a_{33} - b_{12} b_{21} a_{33} - a_{13} a_{33} b_{22}.$$

Для случая параллельной работы ВЭС с системой бесконечной мощности, когда $x_2 = 0$; уравнения, описывающие движение рассматриваемой системы, примут вид:

$$\begin{aligned} (a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3) x_1 = & \\ = [T_3^2 k_{11} p^2 + T_K k_{11} p + (k_{11} a_{33} - k_{31} a_{13})] \mu; & \end{aligned} \quad (4-33)$$

$$\begin{aligned} (a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3) x_3 = & \\ = (T_1 k_{31} p + b_{11} k_{31} - a_{31} k_{11}) \mu, & \end{aligned} \quad (4-34)$$

где

$$a_0 = T_1 T_3^2; \quad a_2 = T_K b_{11} + T_1 a_{33};$$

$$a_1 = T_3^2 b_{11} + T_1 T_K; \quad a_3 = b_{11} a_{33} - a_{13} a_{31}.$$

На рис. 4-16 показаны диаграммы переходных процессов системы после внезапного увеличения скорости ветра на величину $\mu = \frac{1}{4}$ при номинальном скольже-

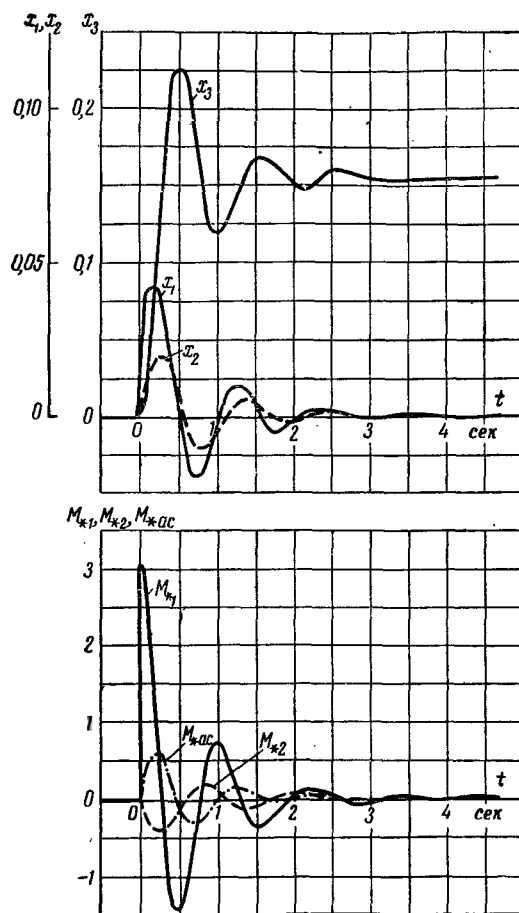


Рис. 4-16. Переходный процесс системы после внезапного увеличения скорости ветра на вели-

$$\text{чину } \mu = \frac{1}{4}.$$

$$(\omega_{10} = 4,45 \text{ 1/сек}, \omega_{20} = 4,3 \text{ 1/сек}, v_0 = 17,8 \text{ 1/сек}, \\ \varphi = 42^\circ, s_n = 0,04, M_{10} = 830 \text{ кг}\cdot\text{м}, M_{\text{нагр}} = \\ = 1\,660 \text{ кг}\cdot\text{м}, M_{20} = 830 \text{ кг}\cdot\text{м}).$$

нии асинхронного генератора $s_n = 0,04$. В первое мгновение при внезапном увеличении скорости ветра на валу ветроколеса появляется избыточный момент, вызывающий увеличение скорости вращения ветроагрегата. Скольжение асинхронного генератора увеличивается. Часть избыточного момента M_{*1} , появившегося на ветроколесе, расходуется на ускорение ветроагрегата, а другая — M_{*ac} — идет на увеличение мощности, отдаваемой асинхронным генератором в сеть. Появление в электрической системе дополнительного избыточного момента M_{*ac} вызывает повышение частоты в переходном процессе, ускорение вращения синхронного генератора и двигателя внутреннего сгорания, что приводит к уменьшению развиваемого им момента на величину M_{*2} .

Процесс увеличения скорости вращения системы в первом цикле колебаний происходит до тех пор, пока за счет действия регулятора ветродвигателя не будет снижен избыточный момент на ветроколесе. Устранение возбуждающего действия повлечет торможение асинхронного генератора, а вслед за ним и всей системы. В процессе торможения из-за наличия перерегулирования абсолютная скорость вращения ветроагрегата становится меньше скорости вращения синхронного генератора и в это время ветроагрегат потребляет мощность из сети. Торможение системы прекращается при появлении на ветроколесе избыточного положительного момента вследствие периодического характера работы регулятора ветродвигателя. Начинается новая стадия переходного процесса, по своему характеру подобного описанному. Переходный процесс заканчивается тогда, когда после ряда колебаний лопасти ветродвигателя займут новое установившееся положение, при котором исчезает избыточный момент на ветроколесе.

Характер изменения максимального значения амплитуды колебаний скорости вращения ветродвигателя $(x_1)_{\text{макс}}$, двигателя внутреннего сгорания $(x_2)_{\text{макс}}$ и асинхронного момента $(M_{*ac})_{\text{макс}}$ в зависимости от степени соизмеримости тепловой и ветровой электростанций при внезапном повышении скорости ветра показан на рис. 4-17. Как видно, амплитуда колебаний момента, передаваемого ветродвигателем на вал асинхрон-

ного генератора, увеличивается с уменьшением величины номинального скольжения генератора и увеличением степени соизмеримости мощностей тепловой и ветровой электростанций. При степени соизмеримости, равной 6—8, максимальные значения амплитуд колебаний приближаются к значениям, соответствующим случаю работы ВЭС параллельно с системой бесконечно большой мощности.

При относительно быстродействующем регуляторе ветродвигателя, время первого размаха которого составляет величину порядка 0,5 сек, перегрузка элементов силовой передачи достигает по моменту величины почти 100% от номинального.

Общие выводы, которые следуют из рассмотрения динамики работы ВЭС в электрической системе, таковы:

1. Амплитуды колебаний основных величин, характеризующих переходный процесс, при соизмеримости ветровой и тепловой электростанций порядка 6—8 приближаются к значениям, соответствующим случаю работы ВЭС параллельно с системой бесконечно большой мощности.

2. Характер изменения перегрузочного момента в переходном процессе при порывах ветра зависит от системы регулирования ветродвигателя. Величина пере-

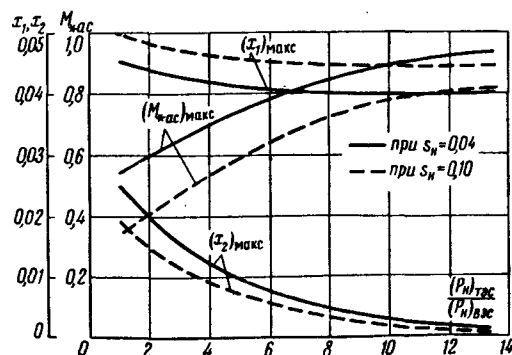


Рис. 4-17. Характер изменения максимальных значений x_1 , x_2 и $M_{ас}$ в зависимости от степени соизмеримости мощностей ВЭС и ТЭС и величины максимального скольжения асинхронного генератора.

грузки по моменту механической передачи ВЭС (трансмиссия и редуктор) определяется типом генератора ВЭС и соизмеримостью ее мощности сравнительно с мощностью системы.

3. Наибольшая перегрузка по моменту имеет место при применении синхронного генератора на ВЭС, работающей параллельно с бесконечно большой сетью ($M_{*r} \approx 250\%$). В этом случае целесообразно применение асинхронного генератора или включение в механическую передачу мощности ветродвигателя устройств, увеличивающих скольжение или снимающих пики избыточных моментов.

4. При работе ВЭС параллельно со станцией соизмеримой мощности перегрузка силовой передачи мощности ветродвигателя практически одинакова в обоих вариантах по типу генератора. Поэтому в системе соизмеримой мощности на ветроэлектрических станциях в соответствии с общепринятой практикой следует применять синхронные генераторы.

Формулы и метод определения коэффициентов уравнения линейного приближения:

$$T_1 = \frac{J_1 \omega_{10}}{M_{10}}; \quad T_2 = \frac{J_2 \omega_{20}}{M_{20}}; \quad T_3 = \frac{J_3 \varphi_0}{(M_{пер})_0}; \quad T_k = \frac{k_1 \varphi_0}{(M_{пер})_0};$$

$$D_1 = \frac{\partial M_{1га}}{\partial (\omega_1 - \omega_c)}; \quad D_2 = \frac{\partial M_{2га}}{\partial (\omega_2 - \omega_c)};$$

$$k_{11} = \left(\frac{\partial M_1}{\partial \bar{M}_1} \cdot \frac{\partial \bar{M}}{\partial Z} \cdot \frac{\partial Z}{\partial v} + \frac{\partial M_1}{\partial v} \right) \frac{v_0}{M_{10}};$$

$$k_{31} = \left(\frac{\partial M_a}{\partial \bar{M}_a} \cdot \frac{\partial \bar{M}_a}{\partial Z} \cdot \frac{\partial Z}{\partial v} + \frac{\partial M_a}{\partial v} \right) \frac{v_0}{(M_{пер})_0};$$

$$a_{11} = \left(\frac{D_1 D_2}{D_1 + D_2} i^2 - \frac{\partial M_1}{\partial \bar{M}_1} \cdot \frac{\partial \bar{M}_1}{\partial Z} \cdot \frac{\partial Z}{\partial \omega_1} \right) \frac{\omega_{10}}{M_{10}};$$

$$a_{12} = - \frac{D_1 D_2}{D_1 + D_2} \cdot \frac{\omega_{20}}{M_{10}} i^2;$$

$$a_{13} = - \frac{\partial M_1}{\partial \bar{M}_1} \cdot \frac{\partial \bar{M}_1}{\partial \varphi} \cdot \frac{\varphi_0}{M_{10}};$$

$$\begin{aligned}
a_{14} &= \frac{\partial M_{\text{гс}}}{\partial \delta_{12}} \cdot \frac{\delta_{120}}{M_{10}} i^2; \\
a_{21} &= -\frac{D_1 D_2}{D_1 + D_2} \cdot \frac{\omega_{10}}{M_{20}} i^2; \\
a_{22} &= \left(\frac{D_1 D_2}{D_1 + D_2} - \frac{\partial M_2}{\partial \omega_2} \right) \frac{\omega_{20}}{M_{20}} i^2; \\
a_{24} &= \frac{\partial M_{\text{гс}}}{\partial \delta_{12}} \cdot \frac{\delta_{120}}{M_{20}} i^2; \\
a_{31} &= \left(\frac{\partial M_{\text{ц}}}{\partial \omega_1} - \frac{\partial M_a}{\partial \bar{M}_a} \cdot \frac{\partial \bar{M}_a}{\partial Z} \cdot \frac{\partial Z}{\partial \omega_1} \right) \frac{\omega_{10}}{(M_{\text{пер}})_0}; \\
a_{33} &= \left(\frac{\partial M_{\text{ц}}}{\partial \varphi} + \frac{\partial M_{\text{пер}}}{\partial \varphi} - \frac{\partial M_a}{\partial \bar{M}_a} \cdot \frac{\partial \bar{M}_a}{\partial \varphi} \right) \frac{\varphi_0}{(M_{\text{пер}})_0}; \\
b_{11} &= \left(\frac{M_{\text{н}} i^2}{s_{\text{н}} \omega_{20}} - \frac{\partial M_1}{\partial \bar{M}_1} \cdot \frac{\partial \bar{M}_1}{\partial Z} \cdot \frac{\partial Z}{\partial \omega_1} \right) \frac{\omega_{10}}{M_{10}}; \\
b_{12} &= \frac{M_{\text{н}} i^2 \omega_{10}}{s_{\text{н}} \omega_{20} M_{10}}; \\
b_{22} &= \left(\frac{M_{\text{н}} i^2 \omega_{10}}{s_{\text{н}} \omega_{20}^2} - \frac{\partial M_2}{\partial \omega_2} \right) \frac{\omega_{20}}{M_{20}}; \\
b_{21} &= \frac{M_{\text{н}} i^2 \omega_{10}}{s_{\text{н}} \omega_{20} M_{20}};
\end{aligned}$$

i — передаточное отношение передачи мощности от ветроколеса до генератора ВЭС.

Метод определения частных производных моментов ветродвигателя и его регулятора изложен в [Л. 5].

Если не учитывать в переходном процессе влияния изменения скорости вращения агрегатов на величины синхронных моментов, то для определения частных производных генераторных моментов можно пользоваться выражениями не моментов, а соответствующих мощностей. Для случая двух генераторов при указанных выше допущениях синхронные моменты генерато-

ров в относительных единицах выражаются следующим образом:

$$M_{\text{гс}} = \frac{E_1^2}{z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_1 E_2}{z_{12}} \sin (\delta_{12} - \alpha_{12}); \quad (4-35)$$

$$M_{2\text{гс}} = \frac{E_2^2}{z_{22}} \sin \alpha_{22} - \frac{E_1 E_2}{z_{12}} \sin (\delta_{12} + \alpha_{12}), \quad (4-36)$$

где E_1 и E_2 — э. д. с. за синхронными сопротивлениями по продольной оси обоих генераторов;

z_{11} , z_{22} — модули полных собственных сопротивлений системы;

z_{12} — модуль взаимного полного сопротивления системы;

$$\alpha_{11} = 90^\circ - \arctg \frac{x_{11}}{R_{11}}; \quad \alpha_{12} = 90^\circ - \arctg \frac{x_{12}}{R_{12}};$$

$$\alpha_{22} = 90^\circ - \arctg \frac{x_{22}}{R_{22}},$$

где x_{11} ; x_{12} ; x_{22} ; R_{11} ; R_{12} ; R_{22} — реактивные и активные составляющие собственных и взаимных полных сопротивлений системы.

Электродвижущие силы генераторов могут быть найдены, исходя из упрощенной векторной диаграммы синхронного генератора по выражению:

$$E = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0 x_1}{U} \right)^2 + \left(\frac{P_0 x_1}{U} \right)^2}, \quad (4-37)$$

где P_0 , Q_0 — активная и реактивная нагрузки генераторов в момент, предшествующий переходному режиму;

U — напряжение на шинах системы;

x_1 — суммарная реактивность системы.

Поскольку колебания угла δ при переходных процессах могут быть значительными, следует производить линеаризацию характеристик моментов генераторов, например, методом замены синусоид треугольником, площадь которого равна площади синусоиды, а высота

в $\frac{4}{\pi}$ раз больше амплитуды синусоиды. Частные производные $\frac{\partial M_{1ra}}{\partial(\omega_1 - \omega_c)}$ и $\frac{\partial M_{2ra}}{\partial(\omega_2 - \omega_c)}$ находят, исходя из выражения для асинхронного момента синхронного генератора. В системе относительных единиц выражение для определения асинхронного момента генераторов запишется в виде:

$$M_{1ra} = \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x'_d}{z_{12}^2 \left(1 - \frac{x_d - x'_d}{z_{11}}\right) \cos \alpha_{11}} \cdot \frac{sT'_{*d}}{1 + (sT'_{*d})^2}; \quad (4-38)$$

$$M_{2ra} = \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x'_d}{z_{12}^2 \left(1 - \frac{x_d - x'_d}{z_{22}}\right) \cos \alpha_{22}} \cdot \frac{sT'_{*d}}{1 + (sT'_{*d})^2}, \quad (4-39)$$

где $s = \frac{\omega - \omega_c}{\omega_c}$ — скольжение ротора генератора;

x_d и x'_d — соответственно синхронное и переходное сопротивление по продольной оси;

$T'_d = \frac{T'_d}{t_{баз}}$ — постоянная времени обмотки возбуждения при короткозамкнутой обмотке статора;

$t_{баз} = \frac{1}{p\omega_c}$ — время в секундах, в течение которого при синхронной скорости вращения ротор генератора поворачивается на угол, равный одному электрическому радиану.

При определении частных производных предполагается, что асинхронный момент в пределах $s \leq 0,05$ изменяется по прямой линии, которая проходит через точки, соответствующие $s=0$, $M_{ra}=0$ и $s=s_k$, $M_{ra}=M_k$.

При использовании выражений (4-38) и (4-39) для случая параллельной работы генераторов соизмеримых мощностей вместо U следует принимать переходную э. д. с. E_1 одного из генераторов.

4.7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Электрические и кинематические схемы ветроэлектростанций необходимо выполнять таким образом, чтобы управление станцией позволяло производить следующие операции: а) пуск ветроагрегата; б) синхронизацию генераторов и включение их в сеть на параллельную работу; в) набор агрегатами мощности и ее изменение в процессе работы; г) регулирование скорости вращения агрегатов; д) ограничение момента на ветроколесе в допустимом пределе; е) регулирование тока возбуждения генераторов; ж) контролирование работы основных узлов агрегата; з) предотвращение перехода генератора в двигательный режим и работы ветродвигателя в вентиляторном режиме в случае исчезновения ветра; и) отключение генератора при аварийном состоянии оборудования; к) торможение агрегатов после их отключения от сети; л) предотвращение самопроизвольного пуска агрегатов.

Выбор конкретной схемы и оборудования производится в зависимости от типа и мощности ветроэлектростанции с учетом степени ее автоматизации (неавтоматическая, частично автоматизированная, автоматическая и автоматическая с управлением на расстоянии).

ВЭС, работающие совместно с неветровыми станциями равной мощности

Ветроэлектростанции малой и средней мощности имеют практическое значение в основном при наличии параллельно работающих резервных тепловых агрегатов равной или меньшей мощности. Характерной особенностью кинематической схемы такой ветроэлектростанции является отсутствие в ее схеме устройства для ограничения мощности со стороны ветроколеса.

В основу построения схем положено то соображение, что ветроэлектрическая станция дублирует мощность тепловой и включается в работу параллельно с ней по мере увеличения средней скорости ветра с целью экономии топлива. Когда ветроэлектростанция в состоянии одна обеспечить потребителя энергией хорошего качества (при относительно сильных ветрах), тепловая электростанция выключается из работы и переводится

в состояние горячего резерва или на режим холостого хода при сохранении электрической связи с ветроэлектростанцией. При этом синхронный генератор, соединенный с тепловым двигателем через муфту свободного хода, работает на холостом ходу в режиме синхронного двигателя. Если у теплового двигателя есть центробежный регулятор с подрегулировкой на ходу, его можно перевести на пониженную скорость вращения, что приведет к уменьшению расхода топлива на холостом ходу теплового двигателя, а следовательно, общего годового расхода станции. В остальных случаях вплоть до исчезновения ветра ветроэлектростанция работает параллельно с тепловой станцией.

При малых скоростях или провале ветра, когда приведенная к валу генератора скорость вращения ветродвигателя оказывается ниже таковой теплового двигателя, нагрузка обеспечивается теплоэлектростанцией. Муфта свободного хода, установленная между генератором и ветродвигателем, предотвращает в таком случае возможность работы ветродвигателя в режиме вентилятора, потребляющего энергию на свое вращение от тепловой станции. Указанные выше режимы работы поддерживаются автоматически путем соответствующей настройки регуляторов скоростей вращения ветрового и теплового двигателей.

Методы настройки регулятора изложены при анализе совмещения регулировочных характеристик ветрового и неветрового двигателей (§ 5-3).

В связи с непрерывно меняющимся режимом работы, вызванным пульсациями энергии ветра, ветроэлектростанции малой и средней мощности, работающие с такими же тепловыми станциями, даже в простейшем виде должны быть частично автоматизированы. При этом вручную производятся пуск и самосинхронизация агрегатов, после чего станция переводится на автоматическое регулирование частоты, напряжения и мощности. Остановка агрегатов производится вручную. Примерная электрическая схема ветроэлектростанции и теплоэлектростанции равных мощностей при их параллельной работе представлена на рис. 4-18.

Ниже излагаются основные положения, которые следует учитывать при создании электрической схемы ветроэлектростанции.

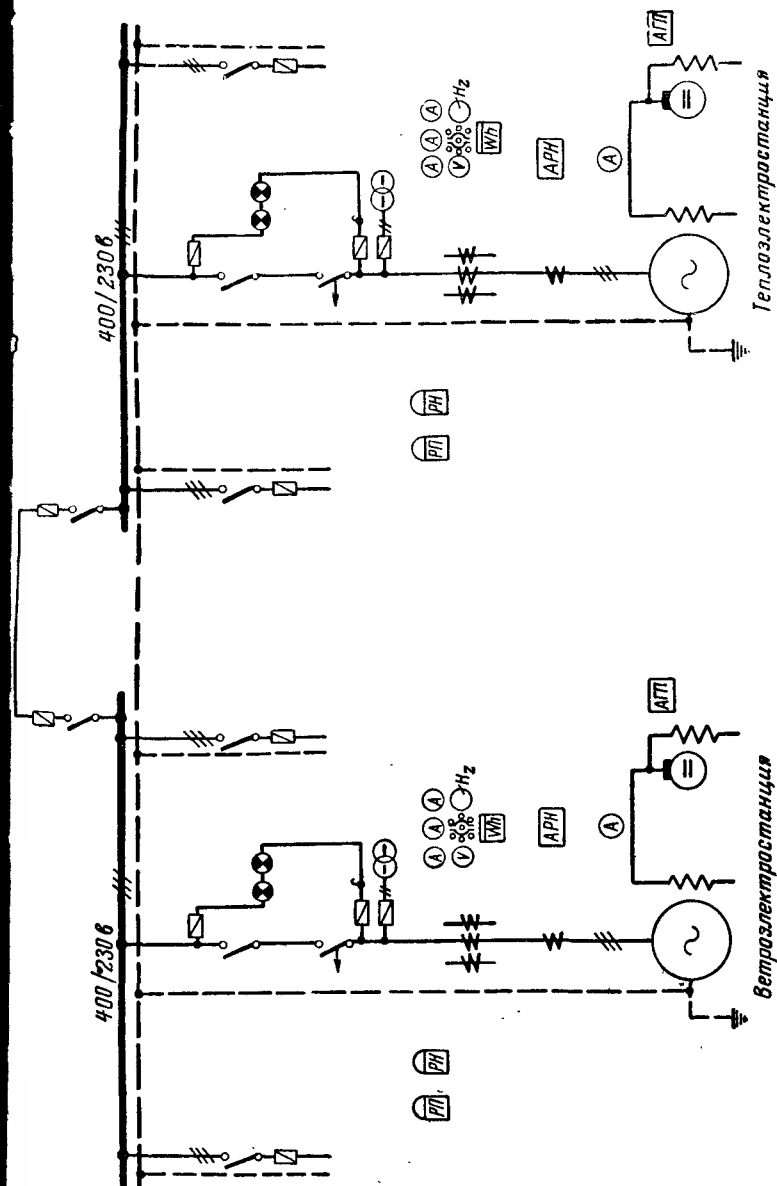


Рис. 4-18. Схема коммутации ВЭС при работе со станцией равной мощности.

Включение генераторов на параллельную работу производится способом ручной самосинхронизации. При этом пуск ветродвигателя осуществляется вручную по сниженным аэродинамическим характеристикам. Генератор ветроэлектростанции включается в сеть также вручную. Одинаково возможна самосинхронизация генератора тепловой электростанции, если предварительно нагрузка обеспечивалась только от ветроэлектростанции.

Момент включения устанавливается по частоте мигания двух лампочек, последовательно включенных на напряжение работающего и остаточное напряжение включаемого генератора и рассчитанных каждая на номинальное напряжение сети. Число потуханий или загораний лампочек за 1 сек численно соответствует разности частот включаемого и работающего генераторов и при включении не должно превосходить одного-двух в секунду.

Гашение поля у подключаемого генератора выполняется введением последовательно с обмоткой возбуждения возбuditеля добавочного сопротивления порядка 10-кратной величины от величины сопротивления обмотки возбуждения возбuditеля. Это достигается с помощью четвертого добавочного ножа главного рубильника включаемого генератора или с помощью специального выключателя, замыкаемого вручную одновременно с включением главного рубильника. Две последовательно соединенные лампы самосинхронизации возможно включать в разные фазы, с тем чтобы после окончания самосинхронизации они горели нормальным светом, напоминая этим о необходимости отключения их от сети.

Для регулирования напряжения в электрической схеме ветроэлектростанции, работающей параллельно с неветровой станцией равной мощности, могут применяться регуляторы напряжения различного типа — как электромеханического, так и электрического.

Режим работы регулятора напряжения в такой системе характерен тем, что частота сети из-за перераспределения мощности между ветровой и неветровой электростанциями не остается постоянной, а непрерывно колеблется, хотя и в допустимых из условий эксплуатации пределах. Эти пределы колебания устанавливаются настройкой регулятора скорости первичных двигателей и лежат в пределах $\pm 5-10\%$ от нормальной частоты

сети 50 гц. Поэтому используемые регуляторы должны быть способны поддерживать напряжение практически постоянным при колебаниях частоты сети в указанных пределах. В настоящее время этим требованиям в достаточной мере удовлетворяют вибрационные и угольные регуляторы.

Непрерывно происходящее перераспределение активной нагрузки между параллельно работающими ветровой и неветровой электростанциями усиливает требования к регуляторам напряжения в части поддержания ими устойчивого распределения реактивной нагрузки между обоими генераторами.

Определяющим условием постоянства распределения реактивной нагрузки является строгая идентичность у обоих генераторов характеристик регулирования напряжения, представляющих зависимость напряжения генератора от тока нагрузки. При этом выбор регулятора со статической или астатической характеристикой регулирования зависит от того, связаны ли генераторы между собой через сопротивления — трансформаторы, линию электропередачи и т. д. или оба генератора работают непосредственно на общие шины. В первом случае пропорциональное распределение реактивной нагрузки между ними обеспечивается как при статической, так и астатической характеристике регулирования напряжения. Во втором случае, когда генераторы работают на общие шины, необходимо, чтобы регуляторы напряжения имели статическую характеристику регулирования.

Подбор регуляторов с одинаковым наклоном статических характеристик практически затруднен. Для возможности подбора характеристик регулирования с требуемым коэффициентом статизма некоторые регуляторы напряжения дополняются устройствами токовой стабилизации, позволяющими изменять наклон характеристики регулирования.

Устройство токовой стабилизации, входящее в комплект регулятора напряжения, включается последовательно в свободную фазу генератора через трансформатор тока, т. е. в фазу, к которой не подключена измерительная цепь регулятора напряжения. Такое сочетание подводимых к регулятору фаз тока и напряжения выбирается для того, чтобы напряжение на выводах генератора зависело в основном только от изменения

тока реактивной нагрузки данного генератора и не зависело от величины его активной нагрузки.

Наряду с регулированием напряжения и автоматическим распределением реактивной нагрузки система регулирования напряжения должна обеспечивать возможность потолочного возбуждения генератора для стабилизации напряжения при переходных процессах в сети. Получение потолочного возбуждения осуществляется посредством шунтирования всех дополнительных сопротивлений, включаемых в цепь возбуждения возбудителя, в том числе и относящихся к регулятору напряжения. При этом по обмотке возбуждения возбудителя будет протекать максимальный ток, чем обеспечиваются максимальное напряжение возбудителя и максимальное возбуждение генератора.

Если возможность форсировки возбуждения не предусмотрена в конструкции самого регулятора напряжения, она выполняется в виде релейной форсировки. Для этой цели используется реле напряжения, которое замыкает свои контакты при снижении напряжения ниже определенного предела и подает питание на катушку промежуточного реле. Последнее при срабатывании переключает своими контактами сопротивление в цепи возбудителя. При использовании стандартных реле с коэффициентом возврата, равным 0,9, реле напряжения может быть настроено на напряжение срабатывания порядка 85% от номинального напряжения генератора. В случае выполнения устройства форсировки возбуждения на оперативном переменном токе промежуточное реле, входящее в устройство, должно выбираться из условия надежного срабатывания при понижении напряжения до 50% от номинального.

Применение форсировки возбуждения при самосинхронизации в 1,5—2 раза уменьшает длительность восстановления напряжения, сокращая этот интервал до 0,5 сек.

Защита генератора ветроэлектростанции от сверхтоков в обмотке статора осуществляется плавкими предохранителями или воздушными автоматами, срабатывающими с выдержкой времени при перегрузках и мгновенно при коротких замыканиях.

На ветроэлектростанциях средней мощности порядка первых сотен киловатт, работающих параллельно с ре-

зервом равной мощности, в описанную выше схему частичной автоматизации добавляется устройство полуавтоматической самосинхронизации, при котором разворот генератора производится ручным воздействием на управление ветродвигателя, а включение генератора

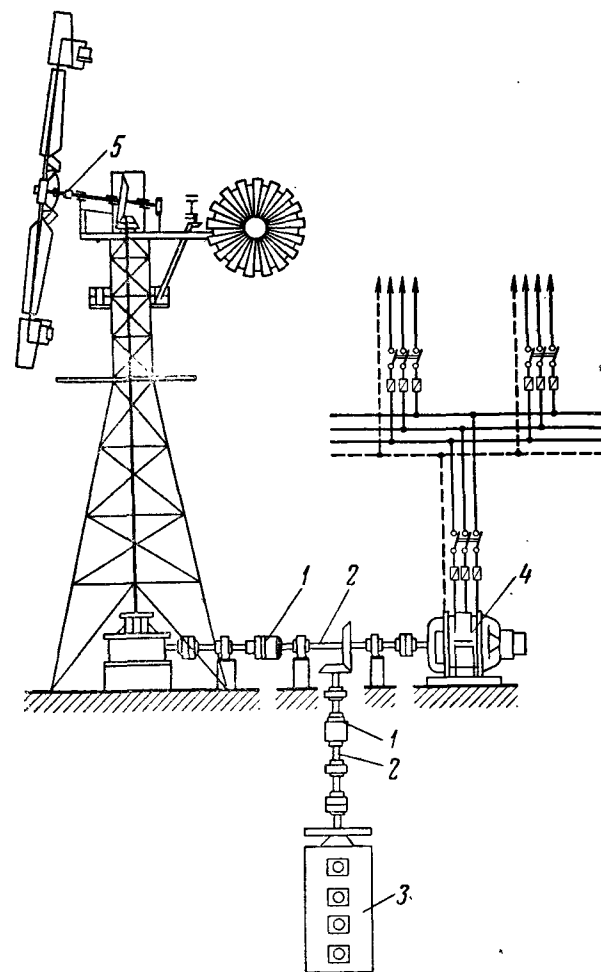


Рис. 4-19. Кинематическая схема параллельной работы ветродвигателя и дизеля через механическую трансмиссию на один генератор. 1 — муфта свободного хода; 2 — трансмиссия; 3 — тепловой двигатель; 4 — синхронный генератор; 5 — ветродвигатель.

В сеть производится автоматически самосинхронизатором типа индукционного реле разности частот. При этом в схеме такой станции в качестве отключающей и защитной аппаратуры следует использовать воздушные автоматы, позволяющие осуществлять дистанционное включение и отключение.

В некоторых случаях на малых ветроэлектростанциях с резервным двигателем равной мощности, где ветровой и неветровой двигатели территориально не разделены, может быть использована кинематическая схема параллельной работы обоих двигателей через механическую трансмиссию на один генератор (рис. 4-19). Режим работы такой установки аналогичен режиму работы ветрового и неветрового агрегатов равных мощностей, связанных через электрическую сеть.

Полная автоматизация малых и средних ветроэлектростанций с резервными двигателями внутреннего сгорания равной мощности должна идти в направлении автоматизации запуска и остановки ветрового и дизельного агрегатов в зависимости от изменения скорости ветра, с тем чтобы исключить необходимость присутствия на станции дежурного персонала. Основным условием возможности выполнения такой схемы наряду с технико-экономической целесообразностью является возможность осуществления надежного и быстрого автоматического запуска резервного неветрового агрегата.

В настоящее время в этом направлении ведется ряд работ общего значения, могущих быть положенными в основу конкретного приложения для ветроэлектростанций [Л. 15].

ВЭС, работающие параллельно с системами соизмеримой и несоизмеримой мощности

Введение ветроэлектростанций в баланс мощности или энергии энергетической системы дает, естественно, ощутимый энергетический эффект в том случае, если суммарная мощность ветроэлектростанции будет составлять определенную относительно большую величину. Нарращивание такой суммарной мощности ветроэлектростанции за счет отдельных агрегатов приводит к образованию многоагрегатных ветроэлектростанций, на которых отдельные одноагрегатные ветроэлектростанции

будут территориально достаточно удалены друг от друга. Для удешевления и упрощения эксплуатации такие ветроэлектростанции должны быть полностью автоматизированы и допускать возможность управления ими на расстоянии.

Характерной особенностью кинематической схемы ветроэлектростанции с синхронным генератором, работающей в системе соизмеримой и несоизмеримой мощности, является наличие в ее кинематической схеме устройства для ограничения мощности со стороны ветроколеса.

Различные конструкции ветродвигателей, а также различные возможные принципы работы их регулирования хотя и приводят к нескольким вариантам кинематических и электрических схем ветроэлектростанций, но позволяют свести необходимое основное оборудование ветроэлектрической станции для общего случая к следующему: а) ветродвигатель с регулятором скорости; б) муфта свободного хода; в) ограничитель мощности; г) синхронный генератор; д) элементы первичной и вторичной электрических схем.

Электрические схемы первичных и вторичных цепей ветроэлектростанции с электромагнитной муфтой скольжения, работающей на более мощную сеть, показаны на рис. 4-20. Схема приводится в качестве примера, показывающего возможность автоматизации ветроэлектростанции на основе широко используемой на практике электрической аппаратуры с использованием переменного оперативного тока. Схема предусматривает наличие сборных шин генераторного напряжения. В случае перехода на схему блок генератор—трансформатор схема вторичных цепей в основе своей остается прежней и добавляются соответствующие реле электрической защиты трансформатора.

Положение контактов на схеме показано для условий, когда генератор ветроэлектростанции отключен от сети, а ветроагрегат остановлен. Включение схемы производится от руки кнопкой или дистанционно при помощи контактов ДВ, находящихся в цепи катушки реле 1РП. Промежуточное реле 1РП срабатывает и своими пятью контактами включает следующие цепи:

1) через контакты 1РП-1 цепь собственной катушки, обеспечивая ее питание оперативным током после размыкания контактов ДВ;

2) через контакты $1РП-2$ цепь катушки магнитного пускателя $1МП$, включающего двигатель механизма пуска ветродвигателя;

3) через контакты $1РП-3$ обмотку индукционного реле частоты $1ИРЧ$ к напряжению сети A_0C_0 ;

4) через контакты $1РП-4$ обмотку индукционного реле частоты $2ИРЧ$ к остаточному напряжению генератора A_0C_0 ;

5) через контакты $1РП-5$ цепь катушки магнитного

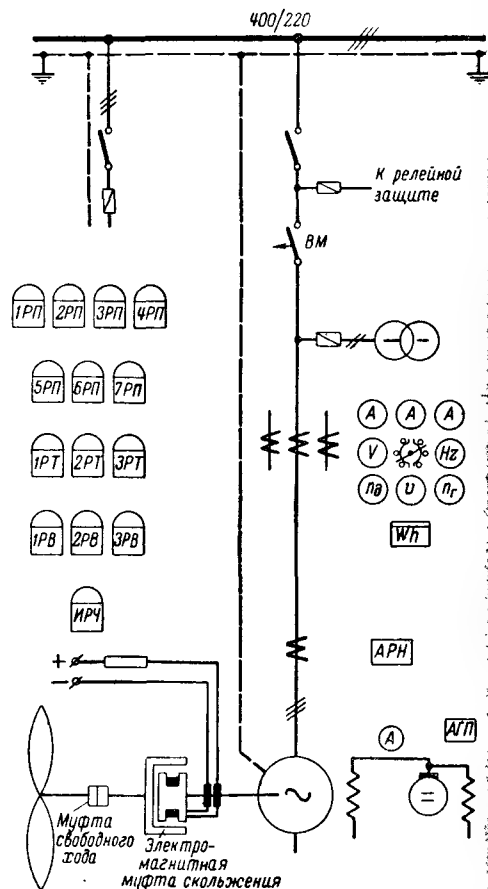
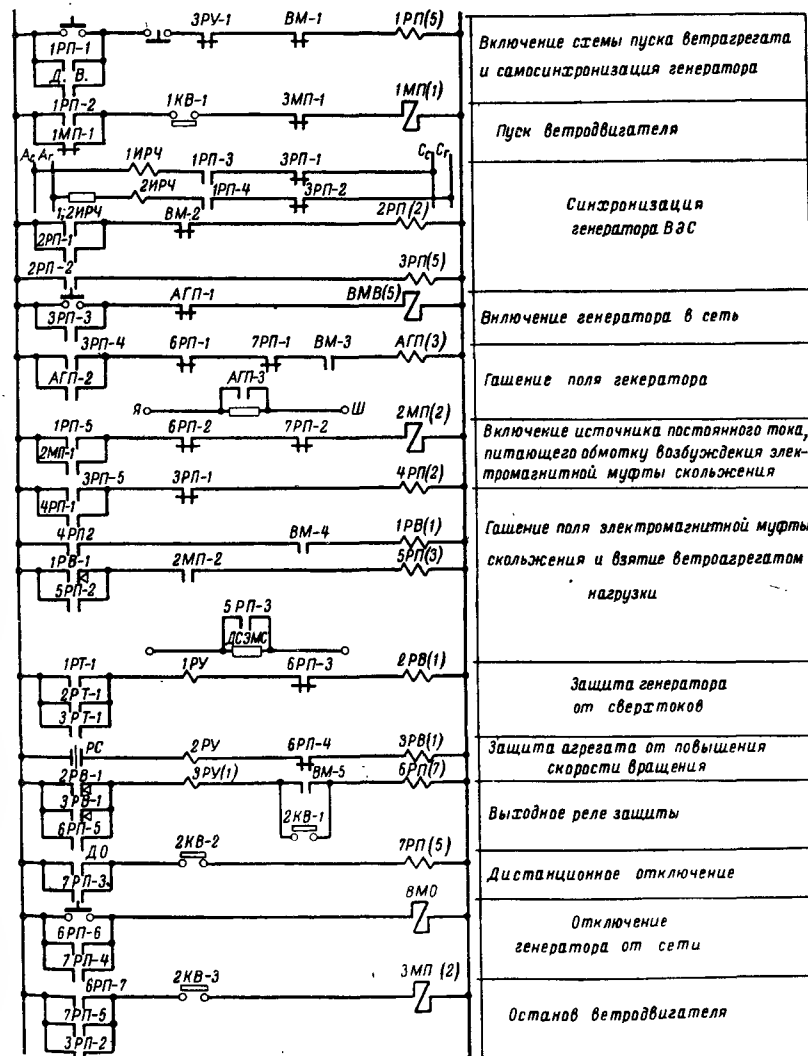


Рис. 4-20. Электрическая схема комм



тации ВЭС в системе соизмеримой мощности.

пускателя, включающего устройство, подающее напряжение постоянного тока на обмотку возбуждения электромагнитной муфты скольжения.

Будучи включенным с помощью магнитного пускателя *1МП*, механизм пуска ветродвигателя обеспечивает возможность начала вращения ветроколеса под действием ветра. В цепи катушки *1МП* установлен нормально замкнутый контакт *ЗМП-1*, размыкающий цепь питания *1МП* и прекращающий действие механизма пуска ветродвигателя, если вслед за командой «пуск» непосредственно последует команда «останов», выполняемая путем замыкания контактов дистанционного отключения *ДО*, находящихся в цепи питания промежуточного реле дистанционного отключения *7РП*.

Магнитный пускатель *1МП* после окончания действия механизма пуска ветродвигателя отключается от сети посредством контактов конечного выключателя *1КВ-1*, смонтированных в механизм пуска.

В результате действия механизма пуска ветродвигатель разворачивается и достигает нормальной скорости вращения, при которой вступает в действие регулятор скорости, ограничивая скорость вращения ветроколеса. Вместе с ветроколесом вращается ведущая часть электромагнитной муфты скольжения (индуктор), увлекая за собой ведомую часть, соединенную с генератором.

В процессе разворота ветроколеса и генератора и при самосинхронизации электромагнитная муфта скольжения работает в режиме недовозбуждения. Это обеспечивается путем введения последовательно с обмоткой возбуждения электромагнитной муфты скольжения добавочного сопротивления *ДС ЭМС*, которое гасит часть напряжения, подаваемого от источника постоянного тока. В связи с этим генератор разворачивается под действием небольшого момента с плавным подходом к синхронной скорости. Когда разность частот сети и генератора станет равна уставке реле *ИРЧ*, последнее срабатывает и замыкает цепь реле *2РП*.

Реле *2РП* срабатывает и контактами *2РП-1* шунтирует кратковременно замыкающийся контакт реле *ИРЧ*.

Вторыми своими контактами *2РП-2* реле *2РП* замыкает цепь обмотки реле *ЗРП*. После срабатывания реле *ЗРП* размыкает своими двумя парами контактов *ЗРП-1* и *ЗРП-2* цепи обмоток *1ИРЧ* и *2ИРЧ*, предотвращая по-

падение полного напряжения на обмотку *2ИРЧ* в момент включения генератора выключателем мощности *ВМ* в сеть. Двумя другими парами контактов *ЗРП-3* и *ЗРП-4* замыкаются цепи включения выключателя мощности и одновременно автомата гашения поля генератора АГП. Последний обеспечивает подачу возбуждения генератору путем закорачивания своими контактами АГП-2 сопротивления в цепи обмотки возбуждения возбудителя генератора. В цепь обмотки автомата гашения поля генератора АГП введены нормально разомкнутые контакты выключателя *ВМ-3*, предотвращающие возможность срабатывания АГП при выключенном выключателе генератора. Такая блокировка позволяет подавать возбуждение генератору при самосинхронизации только после включения его в сеть.

Блок-контакты выключателя мощности *ВМ-1* и *ВМ-2* после его включения разрываются, благодаря чему обесточиваются обмотки промежуточных реле *1РП* и *2РП*. Этим обеспечиваются отсутствие постоянного обтекания оперативным током обмоток реле и подготовка схемы к повторной самосинхронизации.

Следующей операцией после осуществления самосинхронизации является набор агрегатом мощности. При использовании на ветроэлектрической станции электромагнитной муфты скольжения автоматизация загрузки станции осуществляется путем автоматической подачи полного напряжения на зажимы обмотки возбуждения электромагнитной муфты скольжения после включения генератора в сеть. Подача сигнала о закорачивании реостата гашения поля электромагнитной муфты осуществляется пятой парой контактов реле *ЗРП-5*, находящихся в цепи реле *4РП*, одновременно с подачей сигнала о включении выключателя *ВМ*. Постоянная времени нарастания тока возбуждения электромагнитной муфты близка по величине ко времени протекания процесса самосинхронизации, поэтому для предотвращения ухудшений условий самосинхронизации, связанных с появлением избыточного механического момента на валу генератора, подача напряжения на обмотку возбуждения электромагнитной муфты скольжения должна производиться после втягивания генератора в синхронизм, что в схеме достигается использованием реле времени *1РВ*. В цепь обмотки этого реле введены

блок-контакты ВМ4 выключателя, допускающие выключение гашения поля электромагнитной муфты только после включения генератора в сеть.

Для защиты генератора от сверхтоков, обусловленных короткими замыканиями, применены максимально токовые реле РТ с независимой характеристикой и реле времени 2РВ. Реле защиты действует через общее выходное промежуточное реле защиты 6РП, которое обеспечивает выполнение следующих операций: отключение генератора от сети (контакты 6РП-6 в цепи отключения выключателя), отключение автомата гашения поля генератора (контакты 6РП-1), отключение питания обмотки возбуждения электромагнитной муфты (контакты 6РП-2 в цепи 2МП).

После отключения выключателя и останова ветродвигателя разрываются блок-контакты выключателя ВМ5 и контакты конечного выключателя механизма останова ветродвигателя 2КВ-1, обесточивая выходное реле защиты 6РП. Сигнальное реле ЗРУ, включенное последовательно с реле 6РП, действует одновременно с ним. Размыкающиеся контакты этого реле ЗРУ-1, включенные в цепь обмотки 1РП, не дают возможности включить схему пуска станции, пока вручную не будут возвращены на место повернувшиеся флажок и контактная система этого реле. Регулятор напряжения, используемый на ветроэлектрической станции, должен иметь устройство токовой стабилизации, предотвращающее при регулировании возбуждения перегрузку генераторов реактивными токами. Одновременно регулятор напряжения должен обеспечить максимальное (потолочное) возбуждение при кратковременных аварийных режимах, сопровождающихся снижением напряжения. Если автоматический регулятор напряжения не может обеспечить потолочное возбуждение, то в схему автоматики ветроэлектрической станции должно быть введено релейное устройство форсировки возбуждения по типу, описанному выше при изложении электрической схемы ветроэлектрической станции с резервным неветровым двигателем равной мощности.

Описанная выше схема автоматики в части пуска ветродвигателя и набора агрегатом мощности предполагала наличие в качестве регулятора момента ветродвигателя электромагнитную муфту скольжения. В случае

применения на ветроэлектростанциях ветродвигателей с другими типами регуляторов числа оборотов и момента вращения или в целом имеющих другие конструктивные схемы, естественно, отдельные узлы схемы автоматики изменятся в зависимости от характера технологических операций, связанных с пуском ветродвигателя и набором агрегатом мощности, а также в связи с появлением необходимости контроля различных неэлектрических величин в отдельных узлах ветроагрегата.

Глава пятая

ТЕХНИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ РАБОТЕ ВЭС СОВМЕСТНО С ТЕПЛОВЫМИ И ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

5-1. БАЗИСНАЯ И ПУЛЬСИРУЮЩАЯ МОЩНОСТЬ ВЭС

Длительные наблюдения над работой опытной ветроэлектрической станции D-18 Запорожского филиала Всесоюзного института электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ) установили, что мощность ветроэлектрической станции, вообще говоря, имеет базис. Наглядной иллюстрацией служат диаграммы, приведенные на рис. 5-1.

Диаграмма б показывает, что базис в графике мощности имеет место как при большой, так и при малой скорости ветра, близкой к скорости, при которой начинается отдача полезной мощности ветроагрегатом.

Но случайный характер энергии ветра проявляется в том, что на этот базис непрерывно накладываются пульсации мощности, величина которых определяется порывистостью ветра. Таким образом, практически важное значение приобретает оценка порывистости как для единичной станции, так и для группы их. В последнем случае наблюдается выравнивание мощности из-за наложения сдвинутых по фазе и разных по амплитуде пульсаций ветрового потока отдельных ветростанций, расположенных в различных точках горизонтальной плоскости, вследствие чего порывистость ветра для группы ветроэлектростанций в целом как бы сглаживается.

Несмотря на большое количество метеорологической

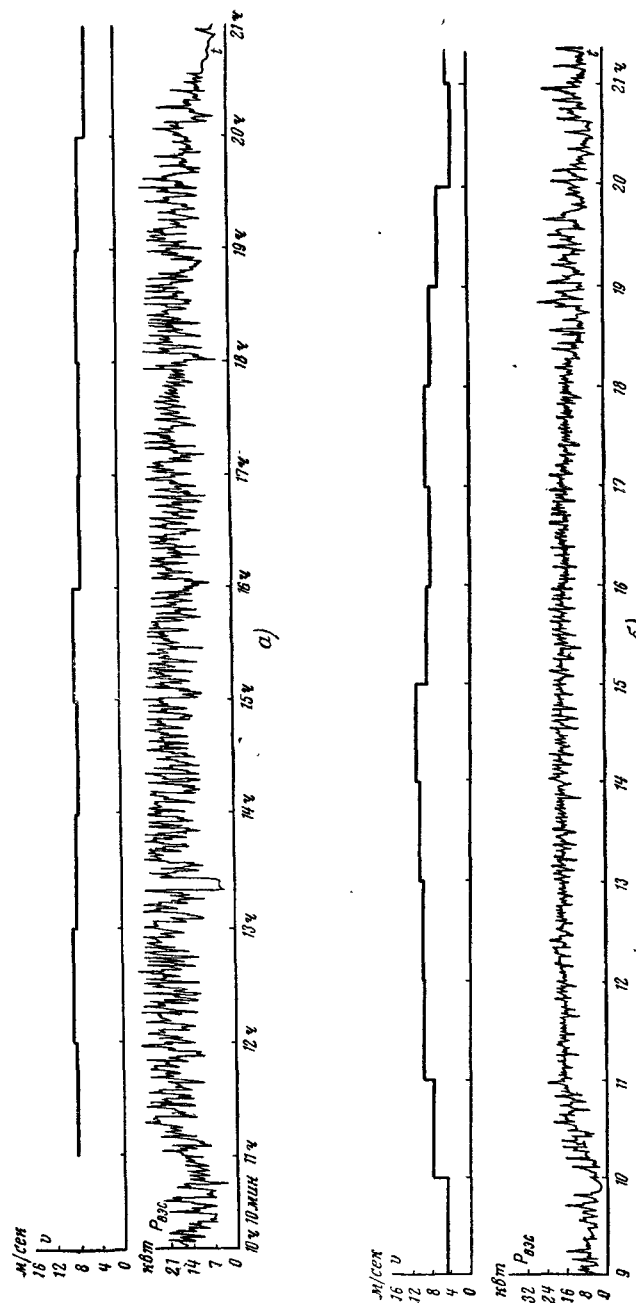


Рис. 5-1. График работы ВЭС.

литературы по механической структуре ветра, до настоящего времени нет общепринятых характеристик порывистости, которые можно было бы положить в основу конкретных ветроэнергетических расчетов.

Длительные наблюдения над ветром, проведенные на ветроэлектростанции Запорожского филиала ВИЭСХ, позволили оценить порывистость ветра (см. § 1-1) в данной точке за интервал 10—20 мин следующей приближенной формулой:

$$\sigma_{\text{пред}} = v_{\text{пред}} - v_{\text{ср}} = \pm 0,4v_{\text{ср}}.$$

Порывистость ветрового потока, отнесенная ко всей ометаемой площади ветроколеса, ниже порывистости точки, в которой установлен анемометр, измеряющий скорость ветра, вследствие несовпадения отдельных порывов как по величине, так и по времени. По порывистости в точке, где расположен анемометр, можно определить порывистость для всего ветроколеса по формуле:

$$\sigma_v = \frac{\sigma_{\text{пред}}}{t} \sqrt{t + 2\sum r_{ik}},$$

где t — число элементов, на которые разбита площадь F , нормальная к направлению ветра, в пределах этих элементов скорость ветра можно считать одинаковой;

r_{ik} — коэффициент корреляции между скоростями ветра элементов площади f_i и f_k .

Для стабилизаторного трехлопастного ветродвигателя с ветроколесом диаметром 80 м коэффициент, связывающий σ_v и $\sigma_{\text{пред}}$, был принят равным 0,8 [Л. 16]. Распространяя этот результат на ветродвигатели меньших диаметров, изменение средней скорости ветра по всей площади одного ветроколеса (порывистость для единичной ветростанции) можно представить в виде:

$$\sigma_1 = 0,8 (\pm 0,4v_{\text{ср}}) = \pm 0,32v_{\text{ср}}.$$

Для оценки величины пульсации мощности группы ветроэлектростанций последние заменяют одной ветроэлектростанцией суммарной мощности, работающей при скорости ветра, средней для всех ветроэлектростанций. Такая замена допустима в случаях, если зависимость

мощности ветроэлектростанции от скорости ветра линейна, что достаточно справедливо для быстроходных ветродвигателей в режиме работы при постоянной скорости вращения. Выражение, связывающее величины пульсаций скорости ветра в одной точке и средней скорости ветра для нескольких анемометров, расположенных в горизонтальной плоскости, можно приближенно представить в виде:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_1}{\sqrt{m}},$$

где m — число анемометров.

Это выражение можно рекомендовать также при проведении ветроэнергетических расчетов. При этом порывистость для группы ветроэлектростанций представится формулой:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_1}{\sqrt{m}} = \frac{\pm 0,32v_{\text{ср}}}{\sqrt{m}},$$

где σ_1 — порывистость для одной ветроэлектростанции;

$v_{\text{ср}}$ — средняя скорость ветра;

m — число ветроэлектростанций в группе.

По порывистости ветра для группы ветроэлектростанций можно определить наибольшие и наименьшие мгновенные скорости ветра при данной ее средней величине и по ним — соответствующую величину наибольшей $P_{\text{макс}}$ и наименьшей $P_{\text{мин}}$ суммарной мощности m ветроэлектростанций группы.

По найденным значениям $P_{\text{макс}}$ и $P_{\text{мин}}$ подсчитывается процент пульсации мощности группы ветроэлектростанций по формуле:

$$\frac{k_2}{k_1 + k_2} 100 = \frac{P_{\text{макс}} - P_{\text{мин}}}{P_{\text{макс}}} 100, \quad (5-1)$$

поскольку $P_{\text{мин}} = k_1$ — базисная мощность ветроэлектрических станций при данной средней скорости ветра;

$P_{\text{макс}} - P_{\text{мин}} = k_2$ — пульсирующая мощность ветроэлектростанций при той же средней скорости ветра.

5-2. ДОПУСТИМАЯ ДОЛЯ УЧАСТИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ПРИ РАБОТЕ В СИСТЕМЕ

Колебания мощности ветроэлектростанций, обусловленные пульсирующим характером энергии ветра, способны привести к колебанию частоты системы. Практически это означает, что доля допустимого участия ветроэлектрических станций будет в сильной степени зависеть от быстроты действия регуляторов первичных двигателей неветровых станций. При работе со станциями, первичные двигатели которых снабжены быстродействующими регуляторами, способными весьма быстро реагировать на изменение мощности, вливаемой ветроэлектростанциями, можно допустить 100%-е участие последних в совместной работе. Если же регуляторы у первичных двигателей неветровой станции или отсутствуют вовсе, или являются относительно медленно действующими, но обладающими достаточной чувствительностью для того, чтобы отзываться на пульсации мощности ветроэлектростанций, то доля возможного участия ветроэлектростанций в системе должна быть ограничена. Такое положение справедливо прежде всего для ряда сельских гидроэлектростанций. В этом случае способность системы прийти к новому равновесию после возмущений, вызванных пульсацией энергии ветроэлектрических станций, будет определяться свойством самовыравнивания, определяемого течением моментных характеристик первичных двигателей и нагрузки. Угловая скорость нового состояния системы определяется выражением [Л. 17]:

$$\omega_{\sim} = \frac{M_{0\beta} + (M_{\text{в}})_0 \pm \Delta M_{\text{в}}}{a_{\beta} + a_{\text{нагр}}}, \quad (5-2)$$

где $(M_{\text{в}})_0$ — момент, создаваемый ветродвигателем до начала переходного процесса;

$\Delta M_{\text{в}}$ — избыточный момент ветродвигателя, возникающий в системе вследствие изменения скорости ветра.

Величина $M_{0\beta}$, a_{β} и $a_{\text{нагр}}$ находят из следующих определений:

$M_{0\beta} = \omega a_{\beta}$ — характеристика моментов первичного двигателя неветровой станции при определенном открытии β регулирующего механизма,

$a_{\text{нагр}}$ ω — момент нагрузки.

После ряда преобразований получается выражение для пульсирующей мощности (момента) ветроэлектростанций:

$$\pm k_2 = \frac{\omega_{\sim}}{\omega_n} \left\{ \frac{\beta - \beta_0}{\alpha_\beta (1 - \beta_0)} \left[1 + \frac{\omega_n}{\omega_{\text{нач}}} \left(1 + \alpha_\beta - \frac{\omega_{\text{нач}}}{\omega_n} \right) \right] + \right. \\ \left. + k_1 \frac{\omega_n}{\omega_{\text{нач}}} \right\} - \frac{\beta - \beta_0}{1 - \beta_0} \frac{1 + \alpha_\beta}{\alpha_\beta} - k_1, \quad (5-3)$$

где β и β_0 — открытие направляющего аппарата гидротурбин в общем случае и при холостом ходе;

α_β — относительное разгонное число оборотов гидротурбины;

$\omega_{\text{нач}}$, $\omega_{\sim}$ и ω_n — начальная, установившаяся и номинальная скорости вращения гидроагрегата.

k_1 — базисная мощность, которую обеспечивают ветроэлектростанции.

Подсчет величины допустимой пульсации с помощью выражения (5-3) производится следующим образом:

Задаются значениями $\frac{\omega_{\sim}}{\omega_n}$, $\frac{\omega_n}{\omega_{\text{нач}}}$, k_1 и величиной на-

грузки в сети $c_{\text{нагр}}$ в долевых единицах от номинального момента работающих гидротурбин, принимаемого за единицу ($c=1$). Определяется величина нагрузки $c_{\text{нач}}$, которая обеспечивается гидротурбиной в начале переходного режима:

$$c_{\text{нач}} = \frac{M_{\text{нач}}}{M_n} = c_{\text{нагр}} - k_1.$$

Расчет по выражению (5-3) требует знания зависимостей α_β , $\beta = f(c_T)$ (индекс „Т“ означает — турбины). Последние находят на основе разгонных характеристик гидроагрегатов $\alpha_\beta = f(\beta)$, используя уравнение

$$c_{\text{Т.нач}} = \frac{\beta - \beta_0}{1 - \beta_0} \cdot \frac{1 + \alpha_\beta - \frac{\omega_{\text{нач}}}{\omega_n}}{\alpha_\beta}.$$

Для примера зависимости α_β , $\beta = f(c_T)$ показаны на рис. 5-2. При их построении использовались разгонные характеристики гидротурбин, заимствованные из [Л.18].

Теперь, получив возможность подсчитать k_2 по выражению (5-3), можно определить процент пульсации мощности (момента) ветроэлектрической станции в долях от ее полной мощности (момента) $\frac{k_2}{k_1 + k_2}$ и долю

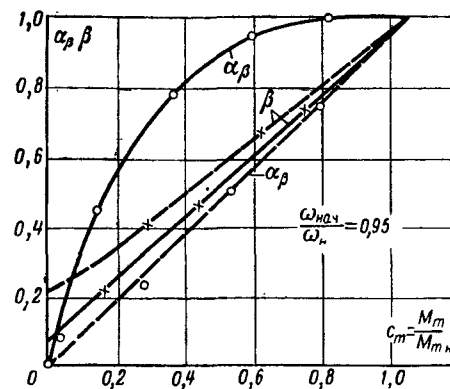


Рис. 5-2. Кривые зависимости α_β , $\beta = f(c_T)$ гидротурбины.

— быстросходная радиально-осевая турбина; — — — осевая жестколопастная турбина.

участия ветроэлектрической станции в покрытии нагрузки сети $\frac{k_1 + k_2}{c_{\text{нагр}}}$.

Проведя расчеты для различных значений базисной мощности $k_1 = 0,1; 0,2; \dots; 1,0$, различных типов гидротурбин, различных значений нагрузки $c_{\text{нагр}}$, можно построить кривые возможного участия в системе ветроэлектрических станций $\frac{k_1 + k_2}{c_{\text{нагр}}}$ от степени пульсации их

мощности $\frac{k_2}{k_1 + k_2}$ при заданном колебании частоты.

Такие кривые даны на рис. 5-3. Располагая такими зависимостями, достаточно знать степень пульсации мощности ветроэлектрических станций и нагрузку си-

стемы, чтобы определить полную мощность ветроэлектрических станций, которая может быть включена на параллельную работу с гидроэлектростанцией, первичные двигатели которой имеют относительно медленно действующие регуляторы скорости. Степень пульсации мощности ветроэлектростанции определяется по формуле (5-1).

Как видно из рис. 5-3, возможное участие ветроэлектрических станций в системе, представленное в до-

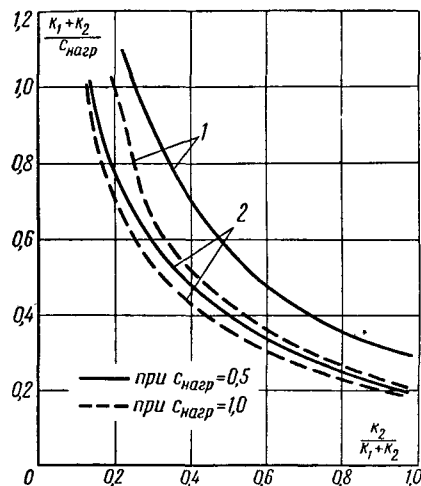


Рис. 5-3. Кривые возможной доли участия ВЭС в системе.
1 — осевая жестколопастная турбина; 2 — осевая быстроходная радиальная турбина.

лях нагрузки системы, исходя из допустимой неравномерности хода системы, повышается при уменьшении степени пульсации мощности ветроэлектрических станций. В отдельном случае мощность ветроэлектрической станции может изменяться за счет порывистости ветра от нуля до величины, ограничиваемой регулятором момента. Но при более сильных ветрах, при наличии некоторой постоянно обеспеченной мощности ветроэлектростанции пульсация мощности будет в пределах, определяемых нижним значением скорости ветра и значением скорости ветра, с которого мощность ограничивается

регулированием. Эта пульсация может оказаться сравнительно незначительной.

Средствами снижения величины пульсаций мощности ветроэлектростанций, позволяющими увеличить долю участия последних в системе, являются объединение ветроэлектрических станций в группы, а также повышение маховых масс ветродвигателей.

На рис. 5-4 представлены кривые, в рассматриваемых условиях (при медленно действующих регуляторах или их отсутствии) показывающие влияние числа ветроэлектрических станций в группе на возможную долю участия при различных скоростях ветра.

Увеличение числа ветроэлектростанций в группе повышает возможную долю участия ВЭС в системе в $1\frac{1}{2}$ —2 раза. Общий подъем кривых объясняется влиянием базисной мощности ветроэлектростанций, проявляющимся все более по мере возрастания абсолютного значения скорости ветра.

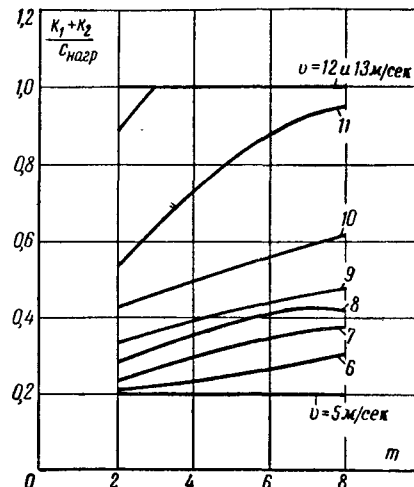


Рис. 5-4. График значений допустимой доли участия отдельных ВЭС в системе.

5-3. НАСТРОЙКА РЕГУЛЯТОРОВ СКОРОСТИ ВРАЩЕНИЯ ДВИГАТЕЛЕЙ ГИДРО-, ТЕПЛО- И ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ПРИ ИХ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЕ

Одним из основных вопросов, определяющих техническую сторону параллельной работы, является возможность простыми методами автоматически обеспечить согласование работы регуляторов различных типов двигателей. Это в первую очередь относится к работе ветроэлектрической станции параллельно с другими типами станций соизмеримой и равной мощности, когда в связи

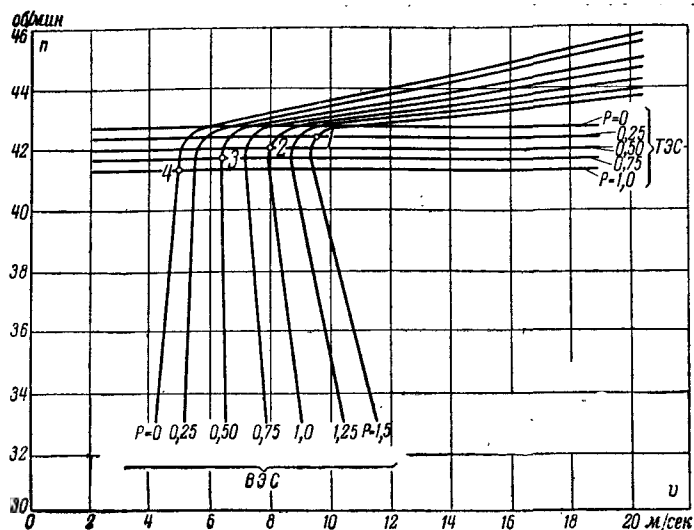


Рис. 5-5. Совмещенные регулировочные характеристики ВЭС и ДЭС (система соизмеримой мощности).

$$P_{\text{нагр}} = 1; P_{\text{ВЭС}} = 0,5 P_{\text{нагр}}; P_{\text{ТЭС}} = P_{\text{нагр}}$$

с пульсациями мощности ВЭС проявляется действие регуляторов скорости вращения.

В основе статики работы регуляторов в указанном случае будут лежать регулировочные (статические) характеристики ветродвигателя $n=f(v)$ при $P_{\text{в}} = \text{const}$ (см. § 2-3), совмещаемые должным образом со статическими характеристиками других первичных двигателей.

Для иллюстрации на рис. 5-5 представлены совмещенные регулировочные характеристики для случая параллельной работы ветроэлектрической станции со стабилизаторным ветродвигателем и дизельной электростанции. Номинальная мощность дизельной электростанции равна мощности нагрузки: $P_{\text{ДЭС}} = P_{\text{нагр}}$. Номинальная мощность ветроэлектростанции равна половине мощности дизельной. Здесь и в дальнейшем мощность ВЭС и ТЭС будет дана в относительных единицах. На рисунке для каждой из станций в качестве базовой принята ее номинальная мощность.

Статические характеристики дизеля в координатах $n=f(v)$ представляются горизонталями. Скорость

вращения приведена к валу ветродвигателя. Для уяснения прежде всего принципиальной стороны вопроса сделано допущение, что зона нечувствительности регулятора весьма мала и изменение скорости вращения происходит по статическим характеристикам.

Как видно из кривых, перераспределение нагрузки между ветро- и дизельэлектростанцией будет следующим: начиная со скорости ветра $v=4,9$ м/сек, ветродвигатель начинает брать на себя нагрузку (точка 4) и при $v=8$ м/сек окажется загруженным полностью. При дальнейшем увеличении скорости ветра $v>8$ м/сек и отсутствии ограничения момента ветродвигатель, разгружая дизель, начинает перегружаться (например, точка 1). Поэтому при совместной работе ветроэлектростанции со станцией соизмеримой или несоизмеримой мощности необходимо ограничивать мощность ВЭС (§ 4-5).

Для случая, когда мощность ветроэлектрической станции равна мощности дизельной и равна мощности нагрузки $P_{\text{ВЭС}} = P_{\text{ДЭС}} = P_{\text{нагр}} = 1$, картина перераспределения нагрузок сохраняется той же до тех пор, пока при увеличении ветра ветроэлектрическая станция не примет на себя всей нагрузки. Рис. 5-6 относится к такому случаю.

При малых скоростях или провале ветра, когда скорость вращения ветродвигателя ниже теплового, нагрузка обеспечивается дизельной станцией, и муфта свободного хода, установленная между генератором и ветродвигателем, предотвращает возможность работы последнего в режиме вентилятора. При средних ветрах, когда за их счет можно обеспечить часть нагрузки, ВЭС и ДЭС работают совместно. Точки 1—5 показывают, как перераспределяется нагрузка между ВЭС и ДЭС при их параллельной работе. Так как нагрузка в электрической сети равна мощности ВЭС, то при соответствующем увеличении скорости ветра вся нагрузка будет обеспечиваться последней. Необходимости в ограничении момента на ветроагрегате теперь нет.

При дальнейшем усилении ветра, после того как вся нагрузка перейдет на ветроэлектрическую станцию, последняя будет работать в соответствии с характеристикой центробежного регулятора, приняв на себя роль ведущей станции. При этом будет наблюдаться соответствующее повышение частоты. Дизельная электростан-

ция переходит на режим холостого хода при сохранении электрической связи с ВЭС. Муфта свободного хода, установленная между дизелем и его генератором, предотвращает повышение скорости вращения дизеля выше холостого хода. Настройка регуляторов дизельной и ветроэлектрической станций должна быть такой, чтобы

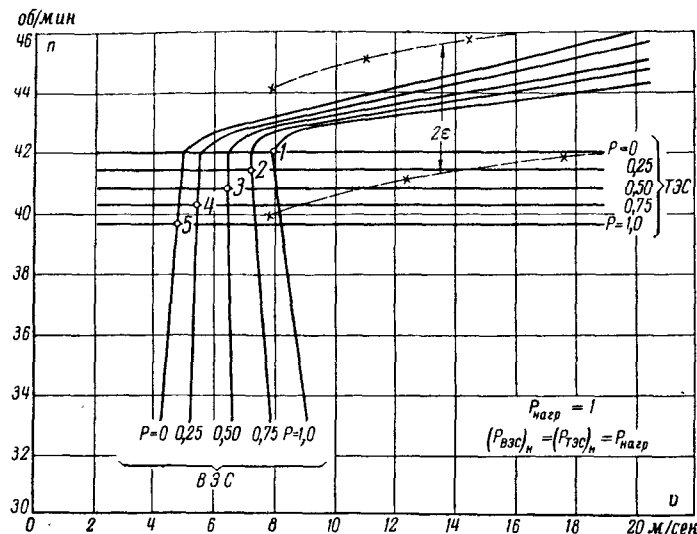


Рис. 5-6. Совмещенные регулировочные характеристики ВЭС и ДЭС (система равной мощности).

дизель начинал принимать на себя нагрузку только тогда, когда ветродвигатель из-за уменьшения скорости ветра не может полностью обеспечивать потребителя, несмотря на то, что переведен своим регулятором на режим работы по наилучшей аэродинамической характеристике.

Для этого, учитывая зону нечувствительности у регулятора ветродвигателя, необходимо иметь следующую зависимость между холостым ходом дизеля $n_{х.д.}$ и началом регулирования ветродвигателя n_p :

$$n_{х.д.} = n_p (1 - \epsilon_v), \quad (5-4)$$

где $\epsilon_v = \frac{\Delta n}{n_p}$ — степень нечувствительности регулятора ветродвигателя;

Δn — отклонение скорости вращения ветродвигателя от скорости вращения начала регулирования.

Как здесь, так и в дальнейших формулах § 5-3 предполагается, что скорости вращения приведены к одному валу.

Наибольшая скорость вращения системы при номинальной нагрузке определяется по регулировочной характеристике ветродвигателя, в соответствии с которой

$$n_{\max} = n_p (1 + \delta_{v \max} + \epsilon_v), \quad (5-5)$$

где $\delta_{v \max}$ — степень остающейся неравномерности регулирования ветродвигателя при номинальной нагрузке и заданной максимальной скорости ветра $v_{\max}$.

Наименьшую скорость вращения системы определяют, исходя из регулировочной характеристики дизеля:

$$n_{\min} = n_{х.д.} (1 - \delta_d), \quad (5-6)$$

где δ_d — степень остающейся неравномерности дизеля.

На основе (5-5) и (5-6) с учетом (5-4) средняя скорость вращения системы равна:

$$n_{\text{ср}} = n_{\text{снх}} = n_{\text{нач}} \frac{(1 - \epsilon_v)(1 - \delta_d) + (1 + \delta_{v \max} + \epsilon_v)}{2}. \quad (5-7)$$

Из приведенных выражений по известным характеристикам двигателей дизельной и ветровой электростанций и допустимым отклонениям скоростей вращения устанавливают параметры настройки регуляторов дизеля и ветродвигателя.

С достаточной для практики точностью требуемые величины ϵ_v и δ_v можно получить на основе холостого хода ветродвигателя. Наибольшее значение скорости ветра во время опыта должно приближаться к указанной выше максимальной, а наименьшее — соответствовать скорости ветра, при которой ветродвигатель выходит на регулирование.

На рис. 5-7 показаны часовые графики параллельной работы ВЭС и ДЭС равных мощностей (25 кВт каждая) при практически постоянной нагрузке, равной 12,5 кВт. Настройка регуляторов первичных двигателей

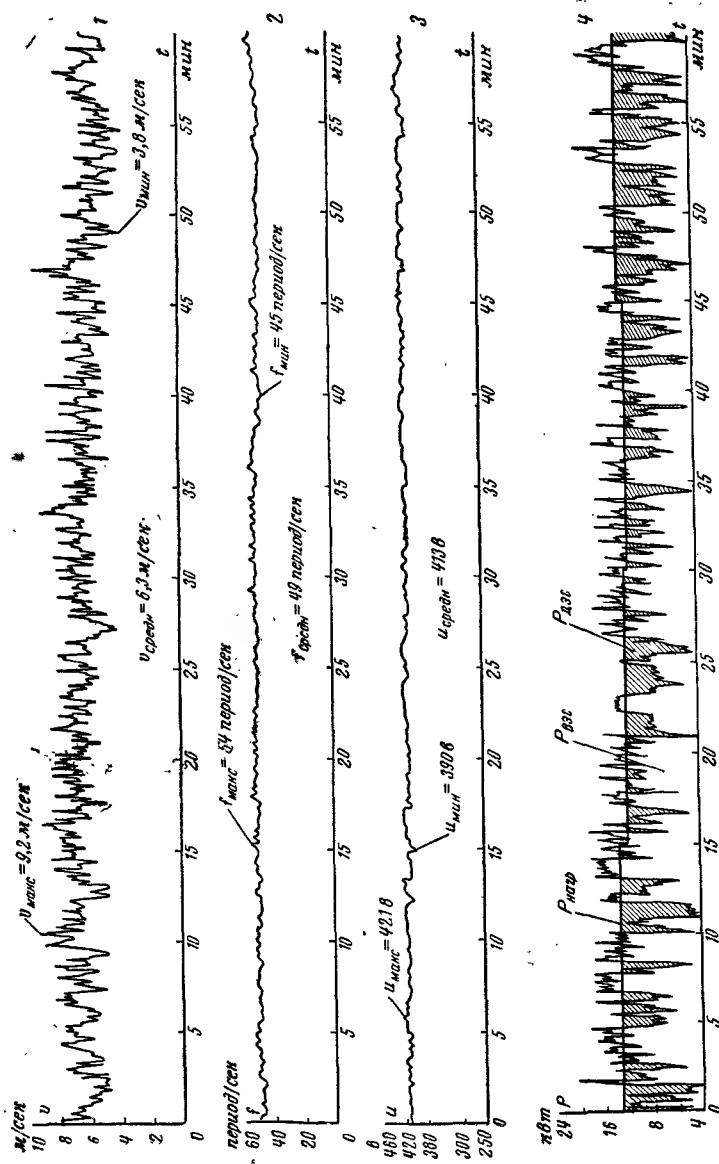


Рис. 5-7. Часовые графики параллельной работы ВЭС и ГЭС равной мощности.
1 — скорость ветра; 2 — частота; 3 — напряжение на шинах станции; 4 — мощность агрегатов и нагрузки сети.

произведена в соответствии с описанной методикой. На графиках заштрихована площадь, обозначающая нагрузку, покрываемую дизельным агрегатом. На тех участках графика, где кривая отдачи мощности заходит выше линии нагрузки, ветроагрегат принимает на себя не только всю нагрузку сети, но и разгружает дизель от вращения генератора. При скорости ветра ниже 5 м/сек вся нагрузка, в том числе нагрузка холостого хода генератора ветроагрегата, воспринимается дизелем. Эти участки отличаются тем, что кривая отдачи дизельного агрегата лежит здесь ниже нулевой линии нагрузки.

5-4. ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Рассмотрим различные случаи совместной работы сельских гидростанций и тепловых станций с ветроэлектростанциями.

Энергетические расчеты при совместной работе гидро- и ветроэлектрических станций

При параллельной работе гидро- и ветроэлектрических станций дополнительная энергия, получаемая от последних, может аккумулироваться в виде воды, запасаемой в водохранилище.

Дополнительная энергия, получаемая за счет работы ветроэлектростанций, может быть использована двумя способами: путем повышения установленной мощности потребителей, турбин и генераторов гидроэлектростанции, мощность которой была запроектирована без учета использования энергии ветра, или путем повышения установленной мощности потребителей при сохранении установленной мощности гидроэлектростанции. Второй вариант менее желателен, поскольку для части потребителей должен быть введен принудительный график потребления в часы с небольшими скоростями ветра при максимуме нагрузки.

Энергетический эффект от присоединения ветроэлектрических станций на параллельную работу с гидроэлектрическими станциями в первую очередь оценивается той величиной мощности, на которую можно повысить установленную мощность гидроэлектрической станции, запроектированной без ветроэлектрических станций, исходя из полного использования бытового стока реки.

Для объективной оценки целесообразности присоединения ветроэлектростанций необходимо уяснить степень увеличения объема водохранилища, требуемого при таком присоединении.

Энергетические расчеты следует проводить прежде всего для месяца с расчетным расходом, что соответствует практике проектирования сельских ГЭС, к которым относятся излагаемые здесь положения. Однако оценка энергетического эффекта только для условий расчетного расхода не позволяет полностью оценить эффект работы ветроэлектростанции параллельно с гидроэлектростанцией. Поверочные гидроветроэнергетические расчеты следует также проводить для месяцев, расходы которых равны наименьшему расходу расчетного и маловодного годов. Наконец, поверочный расчет должен быть проведен для условий осенних месяцев — достаточно одного, когда расход воды в реке примерно равен расчетному или несколько выше его, но среднемесячная скорость ветра ниже, чем для зимних месяцев.

На основании указанных четырех расчетов может быть установлена энергетическая эффективность включения ветроэлектрической станции на параллельную работу с гидроэлектрической станцией, а также выбрана величина наиболее рационального объема водохранилища.

Выбор наиболее оптимального варианта присоединения ветроэлектрических станций к гидравлическим связан с проведением в каждом конкретном случае большого числа трудоемких расчетов. Чтобы избежать многочисленных вычислений при инженерных расчетах, удобно пользоваться типовыми кривыми, позволяющими в первом приближении оценить возможную степень увеличения расчетной мощности нагрузки и гидроэлектростанции и требуемый при этом объем водохранилища в зависимости от числа и мощности добавляемых ветроэлектростанций.

Приведенные ниже типовые кривые составлены для случая совместной работы гидро- и ветроэлектрических станций, имеющих характерные параметры в условиях определенного ветрового района. Подобные типовые кривые могут быть один раз составлены для различных условий совместной работы гидро- и ветроэлектрических

станций, а затем многократно использоваться при практических расчетах.

В основу методики составления типовых кривых положен энергетический баланс системы ветроэлектростанция — гидроэлектростанция в суточном и месячном разрезах для среднего расчетного месяца гидроэлектростанции. Для составления суточного баланса энергии применяется табличная форма, для месяца — строятся интегральные кривые. Расчеты могут быть распространены и на другие периоды времени, однако данные, получаемые для расчетного месяца в первом приближении, в достаточной мере позволяют оценить эффективность совместной работы ветро- и гидроэлектростанции.

Рассматриваемая методика энергетических расчетов учитывает следующие положения: а) ход графиков ветра и нагрузки, б) возможную долю участия ветроэлектрических станций в покрытии графика нагрузки, в) увеличение удельных расходов воды на агрегатах гидроэлектростанции при их разгрузке за счет ветроэлектростанций.

График работы ветроэлектростанции строят, исходя из данных о среднемесячных скоростях ветра. Основной расчет, как указывалось выше, производится для месяца с расчетным расходом.

Применяя кривую повторяемости скоростей ветра для интервала времени, равного одному месяцу, определяют количество дней повторяемости той или иной скорости ветра за месяц. В случае получения при расчетах дробных чисел их следует округлять до одного дня.

Для упрощения расчетов скорость ветра в течение суток (суточный ход ветра) для зимних месяцев может быть принята постоянной. В том случае, если суточный ход ветра имеет дневной подъем и ночной спад, как это обычно бывает в летние месяцы, весь график суточного хода ветра следует разбить на отдельные ступени. Практически достаточно разбить график на две ступени, соответствующие дневному подъему и ночному спаду скорости ветра.

Полученное из расчетов суммарное количество повторяющихся за месяц дней с различными среднесуточными скоростями ветра следует разбить на отдельные циклы, характерные для месячного хода ветров. В боль-

шинстве случаев в расчетах можно принимать двухциклический месячный ход ветра.

График работы гидроэлектростанции при наличии ветроэлектрических станций находится при наложении графика работы ветроэлектрической станции на график нагрузки. Такие совмещенные графики нагрузки и отдачи мощности ветроэлектростанций строятся для дней с различными среднесуточными скоростями ветра. Расчеты сводятся в табличную форму и выполняются в системе относительных единиц. Таблицы составляются для

суток со средними скоростями ветра 5, 6, 7, 8, 9, 10 м/сек и т. д., т. е. начиная со скоростей ветра, при которых ветроэлектростанция начинает отдавать энергию в сеть, и кончая скоростями ветра, при которых допускается 100%-я доля участия ветроэлектростанций в покрытии нагрузки, и начинают работать ограничители мощности ветроагрегатов.

Еще одна таблица составляется для безветренных суток, когда ветроэлектростанции не работают. Кроме того, составляется одна таблица для суток, когда график

Расчет основных показателей

№ п/п.	Наименование строк	Обозначения	Размерность
1	Часы суток	Δt	ч
2	График нагрузки, обеспечиваемый от гидроэлектростанции, спроектированной без учета использования энергии ветра	$P_{\text{нагр}}$	доли ед.
3	Измененный график нагрузки при учете использования энергии ветра	$P'_{\text{нагр}}$	доли ед.
4	Необходимое число работающих турбин для покрытия измененного графика нагрузки без учета использования энергии ветра	$n_{\text{раб}}$	шт.
5	Загрузка турбин без учета использования энергии ветра	P_T	доли ед.
6	Доля участия мощности ветроэлектростанций в покрытии измененного графика нагрузки системы	$k_1 + k_2 = \frac{P_{\text{нагр ВЭС}}}{P_{\text{нагр}}}$	доли ед.
7	Возможная величина нагрузки системы, покрываемая за счет ветроэлектростанции	$P_{\text{нагр ВЭС}}$	доли ед.
8	Мощность одной ветроэлектростанции при скорости ветра, соответствующей условиям данной таблицы	$\frac{P_{\text{ВЭС}}}{m}$	доли ед.
9	Количество работающих ветроэлектрических станций	$m_{\text{раб}}$	шт.
10	Величина нагрузки, обеспечиваемая за счет мощности работающих ветроэлектростанций	$\Sigma P_{\text{ВЭС. раб}}$	доли ед.
11	Величина нагрузки, обеспечиваемая за счет мощности гидроэлектростанции при работе ветроэлектростанций	$P_{\text{нагр. ГЭС}}$	доли ед.
12	Количество работающих турбин при работе ветроэлектростанций	$n_{\text{раб}}$	шт.
13	Загрузка турбин при работе ветроэлектрических станций	P'	доли ед.
14	Расход воды за 1 ч	Q	доли ед.
15	Расход воды за интервал времени, соответствующий ступени упрощенного графика нагрузки	$Q_{\Delta t} = Q \Delta t$	доли ед.
16	Расход воды за сутки	$Q_{\text{сут}} = \Sigma Q_{\Delta t}$	доли ед.

системы ВЭС—ГЭС

Показатели											
0—2	2—4	4—6	6—8	8—10	10—12	12—14	14—16	16—18	18—20	20—22	22—24
0,45	0,5	0,65	0,65	0,61	0,69	0,53	0,76	0,95	1,0	0,71	0,56
0,63	0,7	0,91	0,91	0,85	0,97	0,74	1,0	1,0	1,0	1,0	0,78
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
0,63	0,7	0,91	0,91	0,85	0,97	0,74	1,0	1,0	1,0	1,0	0,78
0,39	0,39	0,38	0,38	0,38	0,38	0,39	0,38	0,33	0,38	0,38	0,38
0,25	0,27	0,35	0,35	0,32	0,37	0,29	0,33	0,38	0,38	0,38	0,30
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
0,25	0,27	0,35	0,35	0,32	0,37	0,29	0,33	0,38	0,38	0,38	0,30
0,38	0,43	0,56	0,56	0,53	0,6	0,45	0,62	0,62	0,62	0,62	0,48
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
0,38	0,43	0,56	0,56	0,53	0,6	0,45	0,62	0,62	0,62	0,62	0,48
0,54	0,57	0,67	0,67	0,65	0,7	0,59	0,71	0,71	0,71	0,71	0,61
1,08	1,14	1,34	1,34	1,3	1,4	1,18	1,41	1,41	1,41	1,41	1,22
						15,64					

Таблица 5-1

нагрузки соответствует расчетным условиям гидроэлектростанции, спроектированной без учета использования энергии от ветроэлектростанций. Из этого графика в долевых единицах находится суточный расход воды на гидроэлектростанции, соответствующий расчетному месяцу среднего расчетного года. Следовательно, для каждого одинаковых исходных данных нахождение величины энергетического эффекта и объема водохранилища требует составления семи-восьми таблиц в зависимости от количества дней с различной скоростью ветра.

Ход расчета показателей одной из указанных таблиц поясняется на примере табл. 5-1. Исходные данные таблицы следующие:

среднемесячная скорость ветра $v_{\text{мес}} = 5,5 \text{ м/сек}$;

среднесуточная скорость ветра $v_{\text{сут}} = 8 \text{ м/сек}$;

количество ветроагрегатов $m = 5 \text{ шт.}$;

суммарная установленная мощность группы ветроэлектростанций в долях от расчетной мощности гидроэлектростанции, которая предназначена для параллель-

ной работы с ветроэлектростанциями $\gamma = \frac{P_{\text{ВЭС}}}{P'_{\text{ГЭС расч}}} = 0,7$;

расчетная мощность гидроэлектростанции при использовании энергии от ветростанций $P'_{\text{ГЭС расч}} = P_{\text{ГЭС расч}} = 1$;

тип турбины — радиально-осевая;

количество установленных турбин $n = 2 \text{ шт.}$;

степень возможного увеличения графика нагрузки при использовании энергии от ветроэлектростанций

(кроме часов максимума нагрузки) $k = \frac{P'_{\text{нагр}}}{P_{\text{нагр}}} = 1,4$.

Вначале задаются приблизительным значением k . Если в результате энергетического расчета будет установлено, что величина k была принята недостаточно точной, то проводится второй расчет с уточненным значением k и в результате двух расчетов устанавливается действительное значение k .

Ниже излагается порядок составления горизонтальных строк таблицы:

Строка 1. Для уменьшения вычислений суточный график нагрузки заменяется ступенями, соответствующими

нескольким часам. В рассматриваемом примере каждая ступень соответствует 2 ч графика нагрузки для зимних суток.

Строка 2. График нагрузки гидроэлектрической станции, спроектированной исходя из расчетного расхода среднего расчетного года без учета использования энергии ветра. График выражается в долях от наибольшего значения нагрузки, принимаемого за единицу $P_{\text{нагр. макс}} = 1 \text{ дол. ед.}$

Строка 3. Измененный график нагрузки, который подсчитывается по формуле

$$P'_{\text{нагр}} = k P_{\text{нагр}}$$

Строка 4. Количество работающих турбин $n_{\text{раб}}$ из числа всех турбин n , необходимое для покрытия каждой ступени измененного графика нагрузки.

Строка 5. Величина загрузки работающих турбин, указанных в строке 4, подсчитывается по выражению:

$$P = P'_{\text{нагр}} \frac{n}{n_{\text{раб}}} \cdot \frac{P'_{\text{нагр. макс}}}{\Sigma P'_{\text{т. уст}}}$$

Здесь загрузка турбины дается в долевых единицах от номинальной установленной мощности турбины, для

чего в выражении введен множитель $\frac{P'_{\text{нагр. макс}}}{\Sigma P'_{\text{т. уст}}}$, в ко-

тором $P'_{\text{нагр. макс}}$ — наибольшая мощность при изменении графика нагрузки гидроэлектростанции, *квт*;

$\Sigma P'_{\text{т. уст}}$ — суммарная установленная мощность всех турбин при наличии ветроэлектростанций и измененном графике нагрузки, *квт*.

В рассматриваемом примере этот множитель равен единице, так как установленная мощность турбин равна наибольшей мощности из графика нагрузки.

Строка 6. Доля участия мощности ветроэлектрических станций в системе $\frac{k_1 + k_2}{c_{\text{нагр}}}$. Определяется по кривым

допустимой доли участия, составленной для ветроэлектростанций, исходя из средней скорости ветра, числа работающих ветроагрегатов и загрузки работающих гид-

ротурбин (см. § 5-2). Здесь $k_1 + k_2 = P_{\text{ВЭС раб}}$ — расчетная мощность работающих ветроэлектростанций.

Доля участия ветроэлектрических станций в системе дана в долях от общей нагрузки сети.

Строка 7. Величина возможной нагрузки, обеспечиваемой за счет ветроэлектрических станций, подсчитывается путем умножения величины измененной нагрузки в сети (строка 3) на величину доли участия ветроэлектростанций в системе (строка 6).

Строка 8. Чтобы определить, какую действительную мощность могут обеспечивать ветроэлектрические станции при принятой для данной таблицы скорости ветра, необходимо иметь зависимость относительной мощности ветроэлектрической станции $P_{\text{ВЭС}}^* = \frac{P_{\text{ВЭС}}}{(P_{\text{ВЭС}})_н}$ от скорости ветра.

Для ветроэлектрических станций с быстроходными ветродвигателями при различных расчетных скоростях ветра v_p эта зависимость может быть линеаризована и в примерных расчетах принята следующей:

Таблица 5-2

Относительная мощность ветроэлектрической станции $P_{\text{ВЭС}}^*$

Расчетная скорость ветра v_p , м/сек	Средняя скорость ветра, м/сек								
	4,5—5	5	6	7	8	9	10	11	12
9	0	0,11	0,33	0,55	0,78	1	1	1	1
10	0	0,09	0,27	0,45	0,64	0,82	1	1	1
11	0	0,08	0,23	0,39	0,54	0,69	0,85	1	1
12	0	0,07	0,2	0,33	0,47	0,6	0,73	0,87	1

В рассматриваемом примере $v_p = 9$ м/сек. Мощность, обеспечиваемая одной ветроэлектрической станцией в долевых единицах, равна:

$$P_{\text{ВЭС}} = \frac{P'_{\text{ГЭС.расч}}}{m} \gamma P_{\text{ВЭС}}^*$$

Строка 9. Число работающих ветроагрегатов $m_{\text{раб}}$ желательно иметь как можно большее, т. е. использовать все установленные ветроагрегаты m , поскольку увеличе-

ние количества ветроагрегатов в группе увеличивает возможную долю участия в покрытии графика нагрузки. Предварительно количеством работающих ветроагрегатов задаются при заполнении строки 6, когда определяется допустимая доля участия ветроэлектростанций в покрытии графика нагрузки.

Строка 10. Возможная величина нагрузки, обеспечиваемой за счет ветроэлектростанции (строка 7), устанавливалась по допустимой доле участия ветроэлектростанций (строка 6) в покрытии измененного графика нагрузки системы (строка 3). Однако действительная величина нагрузки, которая покрывается за счет мощности работающих ветроэлектростанций, может оказаться большей или меньшей, чем возможная.

Для проверки мощности одной ветроэлектростанции (строка 8) при скорости ветра, соответствующей данной таблице, умножается на количество работающих ветроэлектрических станций (строка 9), и полученный результат, являющийся действительной величиной нагрузки, сравнивается со строкой 7.

Если действительная величина нагрузки, могущая быть обеспеченной за счет ветроэлектростанций, оказывается больше возможной величины нагрузки (строка 7), то в строку 10 вписывается величина мощности из строки 7, соответствующая допустимой доле участия. Остальная часть мощности, развиваемой ветроэлектростанциями, будет сниматься ограничителями мощности ветроагрегатов.

Строка 11. Величина нагрузки, обеспечиваемая за счет мощности гидроэлектростанций, при работе ветроэлектростанций $P_{\text{нагр.ГЭС}}$ находится как разность между величиной измененной нагрузки сети (строка 3) и нагрузки, обеспечиваемой за счет мощности ветроэлектростанций (строка 10).

Строка 12. Количество работающих гидротурбин при параллельной работе гидро- и ветроэлектрических станций $n'_{\text{раб}}$ может быть уменьшено против случая работы одной гидроэлектрической станции (строка 4) в соответствии с величиной нагрузки, покрываемой гидроэлектростанцией (строка 11).

Однако при уменьшении числа работающих гидротурбин следует учитывать наличие пульсаций скорости

ветра вверх и вниз от его средней величины, обуславливающих изменение мощности ветроэлектростанций. Для компенсации колебаний мощности ветроэлектростанций на гидроэлектростанции должна быть предусмотрена определенная величина вращающегося резерва. При относительно больших скоростях ветра, учитывая наличие базиса в графике мощности ветроэлектрической станции, величину мощности вращающегося резерва можно выбирать меньшей, чем полезная мощность работающих ветроагрегатов (строка 10).

Строка 13 по своей структуре аналогична подсчетам для строки 5, но вместо $P'_{\text{нагр}}$ в формулу вводится $P_{\text{нагр.ГЭС}}$ (строка 11).

Строка 14. Часовой расход воды работающими гидротурбинами определяется в долях расхода, принимаемого за единицу. Этот расход соответствует полному открытию направляющих аппаратов всех гидротурбин, установленных на гидроэлектростанции, спроектированной без учета работы ветроэлектростанций и обеспечивающей нагрузку только за счет бытового стока:

$$Q = [Q_{x.x} + (Q_n - Q_{x.x}) P'] \frac{n'_{\text{раб}}}{n} \cdot \frac{\Sigma P'_{\text{уст}}}{\Sigma P_{\text{уст}}},$$

где $\Sigma P_{\text{уст}}$ — суммарная установленная мощность гидротурбин при отсутствии ветроэлектростанций;

$\Sigma P'_{\text{уст}}$ — то же, при наличии ветроэлектрических станций;

P' — загрузка турбин при работе ветроэлектростанций;

$Q_n = 1$ — расход воды при полном открытии направляющих аппаратов гидротурбин;

$Q_{x.x}$ — расход воды при холостом ходе гидроагрегатов.

При проведении примерных расчетов величина $Q_{x.x}$ в долях от Q_n может быть принята для:

поворотнлопастных гидротурбин	0,1
радиально-осевых гидротурбин	0,25
пропеллерных гидротурбин	0,5

Величина загрузки гидротурбин принимается согласно строке 13.

Строка 15. Расход воды за 1 ч умножается на количество часов в интервале, соответствующем одной ступени упрощенного графика нагрузки.

Строка 16. Подсчитывается расход воды за сутки, для которых производился расчет в данной таблице.

Этим заканчивается составление каждой из таблиц энергетического баланса в суточном разрезе.

Используя полученные из табличных расчетов суточные расходы воды, выраженные в долевых единицах, производят построение интегральных кривых притока и расхода воды за месяц.

Для построения графика притока воды за месяц используются данные о суточном расходе воды из таблицы, составленной для суток, когда график нагрузки соответствует расчетным условиям гидроэлектрической станции, спроектированной без учета использования энергии от ветроэлектростанций. Величина такого расхода в относительных единицах будет равна бытовому стоку реки за сутки расчетного месяца.

Построение интегральной кривой месячного расхода производится на основании принятого месячного хода ветра (например, двухциклического) путем суммирования подсчитанных в таблицах расходов воды для суток с соответствующими среднесуточными скоростями ветра.

На рис. 5-8 показан принятый в описываемом примере месячный ход ветра. График изменения скорости ветра имеет два цикла с резким подъемом скорости ветра в начале и постепенным понижением к концу каждого цикла. Такой график месячного хода скорости ветра определяет более или менее оптимальные условия с точки зрения выбора требуемого объема водохранилища. Наиболее тяжелым условием, при котором объем водохранилища окажется наибольшим, будет случай, когда месячный ход ветра представляется в виде одного цикла с резким подъемом скорости ветра в начале и снижением в конце его.

Необходимый объем водохранилища определяется из интегральных кривых (рис. 5-8). К суммарной кривой расхода проводятся касательные параллельные линии притока. Расстояние между обеими касательными по вертикали W показывает необходимый для регулирования

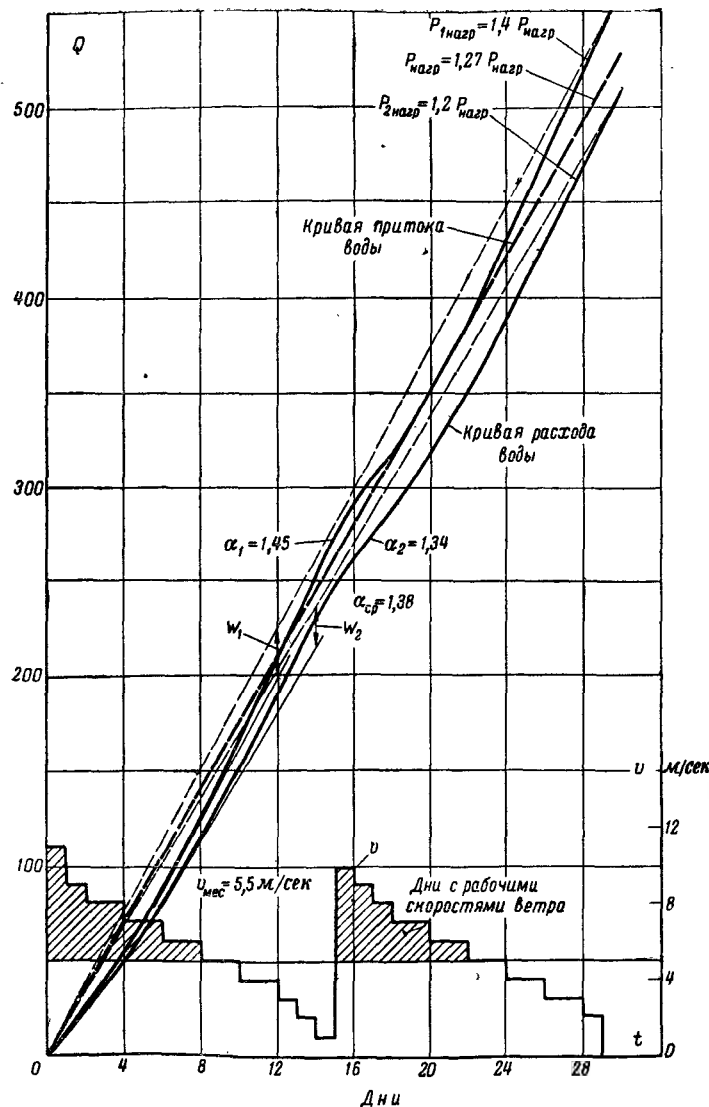


Рис. 5-8. Интегральные кривые притока и расхода воды на ГЭС и график среднесуточных скоростей ветра для расчетного месяца

ния объем водохранилища. Отношение этого объема к объему суточного бытового стока является коэффициентом α , с помощью которого оценивается объем водохранилища. Обычно для сельских ГЭС эта величина при суточном регулировании равна 0,15... 0,25, а при недельном регулировании 0,3... 0,75.

Как видно из графиков рис. 5-8, при принятой в описываемом выше примере (табл. 5-1) степени увеличения графика нагрузки $P'_{\text{нагр}} = k P_{\text{нагр}} = 1,4 P_{\text{нагр}}$, кривая расхода воды в конце месяца не совпала с линией притока воды, поскольку значение $k = 1,4$ было взято несколько завышенным. Повторный расчет был проведен аналогично первому, но при $k = 1,2$. Однако в этом случае кривая расхода воды оказалась расположенной ниже линии притока. На основании двух расчетов путем интерполяции находится действительная величина коэффициента k , при которой кривая потребления воды в конце месяца совпадает с линией притока. Подобным образом находится и коэффициент α .

Для рассматриваемого примера на рис. 5-8 действительная степень увеличения графика нагрузки за счет использования энергии ветра оказалась равной $k = 1,27$, т. е. график нагрузки можно увеличить на 27% при $\alpha = 1,38$.

С помощью методики, изложенной выше, проводится ряд вариантов расчетов для одной и той же гидроэлектростанции, но при различных числах ветроагрегатов и различных отношений расчетных мощностей всех ветроагрегатов и гидроэлектростанции. На основании таких расчетов строятся типовые кривые.

На рис. 5-9 и 5-10 даны типовые кривые энергетического эффекта и требуемого объема водохранилища в зависимости от установленной мощности ветроэлектростанции, составленные для района со среднегодовой скоростью ветра на высоте ветроколеса равной 5 м/сек, и типового графика сельскохозяйственной нагрузки при совместной работе ВЭС и ГЭС, расположенной на равнинной реке и оборудованной радиально-осевыми гидротурбинами.

Кривые даны для двух случаев:

1) когда установленная мощность ГЭС остается прежней, установленная мощность потребителей возра-

стает и для некоторой части потребителей в часы максимума нагрузки вводятся принудительные графики (рис. 5-9);

2) когда установленная мощность ГЭС соответственно повышается (рис. 5-10).

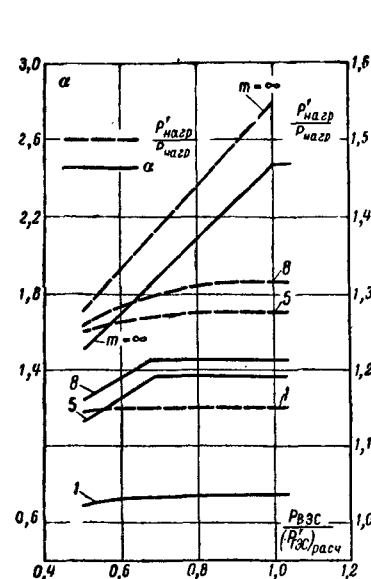


Рис. 5-9. Типовые кривые энергетического эффекта и требуемого объема водохранилища в зависимости от установленной мощности ВЭС при условии одинаковой мощности ГЭС как до, так и после присоединения ВЭС.

Как видно из кривых, энергетический эффект стабилизуется, когда мощность группы ветроэлектрических станций достигает величины 0,7—0,8 от мощности гидроэлектрической станции. Эта величина может приниматься при проектировании в качестве исходной.

На кривых наглядно видно преимущество группы ветроэлектростанций перед единичной ветроэлектростанцией такой же мощности. Однако увеличение количества ветроэлектростанций в группе свыше 5—6 не приводит

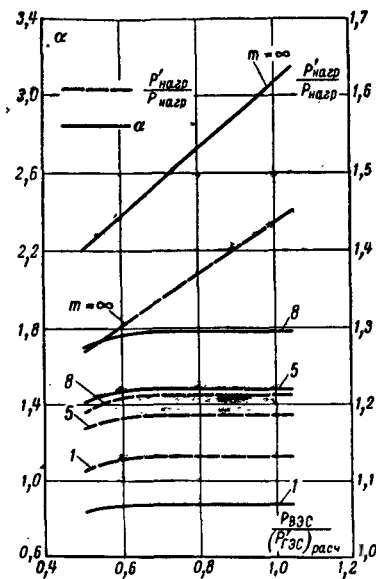


Рис. 5-10. Типовые кривые энергетического эффекта и требуемого объема водохранилища в зависимости от установленной мощности ВЭС при условии увеличения установленной мощности ГЭС после присоединения ВЭС.

к заметному увеличению энергетического эффекта и в то же время затруднит ведение эксплуатации. Большие результаты в этом отношении должно дать применение на гидротурбинах быстродействующих регуляторов скорости вращения, что позволит увеличить энергетический эффект ветроэлектростанций примерно до величины, соответствующей случаю $n = \infty$.

Имея возможность находить по типовым кривым без трудоемких расчетов энергетические показатели для вариантов использования группы ветроэлектрических станций при параллельной работе с гидроэлектрическими станциями, следует дополнить их технико-экономическими данными, полученными по укрупненным показателям, и выбрать наиболее целесообразный вариант.

Энергетические расчеты при совместной работе тепло- и ветроэлектрических станций

При параллельной работе тепло- и ветроэлектрических станций дополнительная энергия, получаемая от последних, аккумулируется в виде сэкономленного топлива, которое при отсутствии ветроэлектрических станций должно было быть привезено и израсходовано на тепловой станции. Таким образом, выработка электроэнергии ветроэлектрическими станциями при работе совместно с тепловыми приводит к уменьшению расхода топлива на тепловых станциях за отдельный промежуток времени (час, сутки, месяц, год). Энергетический эффект совместной работы тепловых и ветроэлектростанций должен оцениваться с учетом того, что при работе ветроэлектростанций, принимающих на себя часть нагрузки, агрегаты тепловых станций тем самым переводятся на режимы работы, при которых хотя и повышается удельный расход топлива q [г/л. с. ч], но зато в целом понижается общий расход топлива Q [кг/ч], благодаря чему в конечном счете и обуславливается его экономия.

При определении энергетического эффекта, получаемого в случае совместной работы ТЭС и ВЭС, следует применять методику, в основу которой кладутся расходные характеристики тепловых электростанций.

Расходные характеристики представляют зависимость количества топлива Q , расходуемого агрегатом в единицу времени (ч), от полезной мощности P , сни-

маемой с вала двигателя или отдаваемой генератором в сеть (рис. 5-11). В общем случае расходные характеристики представляют собой не прямолинейную зависимость, которая для упрощения при примерных расчетах может быть линеаризована с необходимой степенью точности.

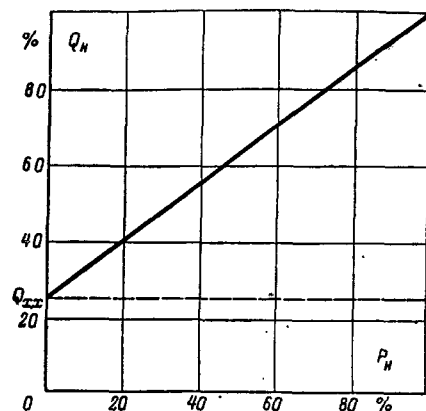


Рис. 5-11. Расходные характеристики топлива для тепловых электростанций.

Для практических расчетов погрешность может составлять величину до 3—5%, учитывая относительную приближенность ветроэнергетических расчетов. Наименьшее отклонение от прямой линии имеют расходные характеристики у дизельных двигателей. Такие двигатели являются более приспособленными для параллельной работы с ветроэлектростанциями, чем ГЭС.

Расход топлива за год на теплоэлектрической станции с несколькими однотипными агрегатами при отсутствии ВЭС на основе линеаризованных расходных характеристик определяется по формуле

$$Q'_{\text{год ТЭС}} = Q_{\text{х.х ТЭС}} t'_{\text{раб}} + \mu A'_{\text{ТЭС}},$$

где $Q_{\text{х.х ТЭС}} = Q_{\text{х.х}} m$ — суммарный расход топлива на холостом ходу всеми агрегатами ТЭС;

$Q_{\text{х.х}}, Q_n$ — часовой расход топлива при холостом ходе и номинальной нагрузке;

m — количество агрегатов на ТЭС;

$t'_{\text{раб}}$ — среднее число часов работы каждого агрегата ТЭС за год при отсутствии ВЭС;

$$\mu = \frac{Q_n - Q_{\text{х.х}}}{P_n},$$

где P_n — номинальная мощность одного агрегата ТЭС;

$A_{\text{ТЭС}} = P_{\text{н ТЭС}} t_{\text{уст ТЭС}}$ — суммарное количество энергии, вырабатываемой за год на ТЭС при отсутствии ВЭС;

$P_{\text{н.ТЭС}}$ — номинальная мощность ТЭС;

$t_{\text{уст.ТЭС}}$ — число часов использования установленной мощности ТЭС.

Расход топлива за год на теплоэлектрической станции с несколькими однотипными агрегатами при наличии ВЭС определяется по формуле

$$Q''_{\text{год ТЭС}} = Q_{\text{х.х ТЭС}} t''_{\text{раб}} + \mu A''_{\text{ТЭС}},$$

где $t''_{\text{раб}}$ — среднее число часов работы каждого агрегата ТЭС при наличии ВЭС;

$A''_{\text{ТЭС}} = A'_{\text{ТЭС}} - A_{\text{ВЭС}}$ — суммарное количество энергии, вырабатываемой агрегатами ТЭС при наличии ВЭС;

$A_{\text{ВЭС}}$ — количество энергии, вырабатываемой за год ВЭС и идущей на покрытие графика нагрузки.

Количество энергии $A_{\text{ВЭС}}$ отличается от потенциально-возможной полной выработки ветроэлектростанций $A_{\text{п.ВЭС}}$, подсчитываемой на основе кривой распределения скоростей ветра в году. Это вызывается в основном несовпадением графиков изменения скоростей ветра и нагрузки как в суточном, так и в месячном интервале времени.

Искомая величина экономии топлива при совместной работе ТЭС и ВЭС за год находится как разность:

$$\Delta Q_{\text{год}} = Q'_{\text{год ТЭС}} - Q''_{\text{год ТЭС}}$$

и

$$\partial_Q \% = \frac{\Delta Q_{\text{год}}}{Q'_{\text{год ТЭС}}} 100.$$

Требуемые при расчетах величины $t'_{\text{раб}}$ и $A'_{\text{ТЭС}}$ устанавливаются из графика нагрузки ТЭС при отсутствии ВЭС.

Величины $A_{\text{ВЭС}}$, $A'_{\text{ТЭС}}$ и $t''_{\text{раб}}$ находятся из наложения графиков отдачи мощности ВЭС и ТЭС на график нагрузки сети.

Ниже приводится форма (табл. 5-3), которая может быть использована при проведении приближенных расчетов с наложением графиков мощностей ВЭС и ТЭС на график нагрузки.

Порядок составления таблицы становится понятным при рассмотрении наименования ее граф. При совмещении графиков нагрузки и мощности ветроэлектростанции графики нагрузки сети обычно принимаются различными для отдельных сезонов года (зима, весна, лето, осень), поэтому для упрощения расчетов можно принимать в году два или три графика — зимний и летний или зимний, летний и осенний.

На суточный график определенного сезона накладывается график работы ветроэлектростанции при различных скоростях ветра, начиная со скорости ветра, при которой ветроэлектростанция начинает отдавать энергию в сеть, и кончая расчетной скоростью ветра, при которой начинается работать ограничитель мощности ветроэлектростанции, т. е. для скоростей ветра, равных 4, 5, 6, 7, 8, 9 и 10 м/сек и т. д. Для этого, применяя кривую повторяемости скоростей ветра для месяца, по известной среднемесячной скорости ветра находят количество суток в месяце, соответствующее различным среднесуточным скоростям ветра.

По установленным балансам энергии для отдельных месяцев составляется баланс энергии за год. Из этого баланса находятся величины $A_{\text{ВЭС}}$, $A'_{\text{ТЭС}}$ и $t''_{\text{раб}}$.

Проведенные на основе изложенной методики энергетические расчеты показывают, что при включении ВЭС на параллельную работу с дизельной электростанцией равной мощности (график нагрузки при этом не увеличивается) в районах со среднегодовыми скоростями ветра, равными 5—6 м/сек, экономия топлива составляет величину 40—60%.

Форма расчета энергетических показателей системы ВЭС — ТЭС

Сезон года, которому соответствует график нагрузки	—	(зима, лето, весна, осень) (4, 5, 6, 7, 8 и т. п.) 1, 2, 3, ..., 22, 23, 24
Среднесуточная скорость ветра . .	м/сек	
Часы суток	ч	
График нагрузки	квт	
Мощность ветроэлектростанции . .	квт	
Мощность теплоэлектростанции, требуемая для покрытия графика нагрузки	квт	
Количество работающих тепловых агрегатов	шт.	
Энергия, потребляемая нагрузкой за сутки	квт·ч	
Энергия, вырабатываемая ВЭС за сутки	квт·ч	
Энергия, вырабатываемая ТЭС за сутки	квт·ч	
Число часов работы тепловых агрегатов в сутки	Суммарное для всех агрегатов	ч
	Среднее для одного агрегата	ч

Совместная работа гидро-, тепло- и ветроэлектростанций в местной энергетической системе

Ветроэлектростанции целесообразно использовать для совместной работы не только с отдельными гидравлическими или тепловыми электростанциями, но и включать их в электрическую систему, состоящую из нескольких электростанций различных типов. Включенные в местную энергетическую систему ветроэлектростанции будут оказывать влияние на баланс как энергии, так и мощности системы. При этом энергетический баланс системы улучшается, поскольку использование энергии от ветроэлектростанции уменьшает долю участия в этом балансе тепловых электростанций, в связи с чем снижается расход топлива.

Вместе с тем баланс мощности системы ухудшается, так как включение на параллельную работу в систему ветроэлектростанций увеличивает суммарную установленную мощность первичных двигателей системы при прежней величине графика нагрузки. Это вызвано тем, что ветроэлектростанции в той или иной мере нуждаются в дублирующей мощности.

В соответствии с имеющимися проектными проработками для местных энергосистем соотношение мощности ТЭС к суммарной мощности ГЭС и ТЭС должно быть в пределах 0,3—0,6. При дополнительном включении в систему ветроэлектростанций соотношение установленной мощности двигателей различного типа в системе изменяется в пользу гидроэлектростанций, если при последних могут быть созданы водохранилища объемом, требуемым для накопления воды в периоды работы ВЭС.

Режим работы системы протекает в этом случае следующим образом. При наличии достаточной скорости ветра ВЭС несут часть нагрузки. Доля участия ГЭС в балансе мощности системы при этом уменьшается и они накапливают воду в своих водохранилищах. В периоды малых скоростей ветра гидроэлектростанции срабатывают запасенную воду и могут за счет этого покрывать большую часть пика в графике нагрузки. Если посредством такой совместной работы удастся увеличить установленную мощность гидроэлектростанций, то установленная мощность тепловых электростанций может быть снижена.

Порядок цифр, оценивающих возможность уменьшения установленной мощности тепловых электростанций определяется из гидроэнергетических расчетов, подобных расчетам, описанным выше. Для предварительных расчетов можно принимать, что если в систему включить ветроэлектростанции суммарной мощностью 70—80% от суммарной установленной мощности гидроэлектростанций, увеличенной благодаря использованию энергии ветра, то при возможности создания водохранилищ с объемом, соответствующим двухнедельному регулированию, установленная мощность ГЭС может быть повышена на 20—25%. На эту же величину может быть снижена в системе установленная мощность тепловых электростанций.

5-5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЕ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМИ И ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Целью технико-экономических расчетов в энергетике является выбор наиболее экономичного варианта решения в части типа электростанций или целесообразного сочетания их в местной энергосистеме¹.

Экономичность варианта должна оцениваться с учетом как первоначальных капиталовложений, так и текущих затрат. Выбор варианта не вызывает сомнения, если и капитальные вложения и себестоимость электроэнергии соответственно меньше, чем при других вариантах. В других случаях для стоимостной оценки вариантов следует пользоваться методом срока окупаемости, соизмеряющим капитальные вложения с будущими издержками производства — с себестоимостью продукции.

Метод срока окупаемости состоит в сопоставлении разницы капитальных вложений по вариантам с экономией на себестоимости согласно выражению

$$T = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2}, \quad (5-8)$$

где K_1 и C_1 — капитальные вложения и себестоимость годовой выработки электроэнергии первого варианта;

K_2 и C_2 — то же, для второго варианта.

Полученный из этого выражения срок окупаемости в годах сопоставляется с нормативным сроком окупаемости T_n :

$$T \leq T_n.$$

Если $T = T_n$, то сравниваемые варианты экономически равноценны. Если $T < T_n$, то экономически целесообразным считается второй вариант (K_2 и C_2), т. е. с большими капитальными вложениями и меньшей себестоимостью продукции. Если $T > T_n$, то экономичнее будет вариант с меньшими капитальными вложениями K_1 и большей себестоимостью продукции C_1 .

¹ Основные методические положения технико-экономических расчетов в энергетике, ГНТК, Металлургиядат, Москва, 1959.

В настоящее время величина нормативного срока окупаемости T_n принимается в СССР равной восьми годам.

При определении расчетных затрат в составе себестоимости C следует учитывать: амортизационные отчисления, расходы сырья, топлива, энергии и других материальных средств, прямую заработную плату рабочих и служащих, расходы на текущий ремонт, общецеховые и общестанционные расходы, отчисления на социальное страхование, накладные расходы и т. п.

Сравниваемые варианты должны сопоставляться в данной системе энергетических установок при обеспечении одинакового энергетического эффекта.

Расчеты экономических показателей целесообразно вначале проводить по укрупненным показателям, а затем после выбора конкретного варианта произвести подробные сравнительные технико-экономические расчеты. Ниже приводятся рекомендуемые варианты для технико-экономических расчетов при проектировании электростанций.

Сопоставимыми вариантами при определении целесообразности применения ВЭС для совместной работы с ГЭС (в целях увеличения присоединенных потребителей при полностью использованном бытовом стоке реки) являются:

1) ВЭС, присоединенная к ГЭС, при соответствующем выборе объема водохранилища;

2) ТЭС, присоединяемая к ГЭС, в результате чего достигается то же увеличение присоединенных потребителей, что и в варианте 1;

3) увеличение расчетной мощности ГЭС за счет значительного увеличения объема водохранилища до получения результата, аналогичного вариантам 1 и 2 (при наличии возможности фактического осуществления требуемого регулирования ГЭС).

Использование ветроэлектрических станций для совместной работы с тепловыми электростанциями при дублировании мощности позволяет обходиться меньшим количеством топлива на последних. Такая работа имеет особый смысл для местных дизельных электростанций, которые, как правило, должны строиться в районах, лишенных топливных ресурсов и удаленных от

железных дорог, куда в значительной степени затруднена доставка топлива.

При определении экономичности присоединения ВЭС для совместной работы с ДЭС сопоставляются следующие варианты:

1) ВЭС, присоединенная к ДЭС;

2) ДЭС, оборудованная топлиохранилищем на весь период затрудненной доставки топлива с учетом повышения стоимости топлива за счет отдаленности перевозок.

Проведенные технико-экономические расчеты показывают, что выбор первого из указанных вариантов целесообразен с точки зрения восьмилетнего нормативного срока окупаемости в случае, если при стоимости топлива 500—600 руб. за 1 т удельная стоимость ветроагрегата при $v_r \geq 5-6$ м/сек не превысит суммы 1150—1500 руб. за установленный киловатт.

При технико-экономических расчетах и выборе оптимального варианта структуры местной энергетической системы необходимо сопоставлять следующие случаи:

1) в местной энергетической системе имеются только тепловые и гидравлические электростанции;

2) в местную энергетическую систему добавляются ветроэлектрические станции, учитывающиеся в балансе мощности системы, в связи с чем имеется возможность уменьшить установленную мощность тепловых электростанций.

Глава шестая

ВЕТРОЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ЗА РУБЕЖОМ

6-1. НАПРАВЛЕНИЕ РАБОТ В РАЗНЫХ СТРАНАХ

За последние 15—20 лет, начиная с периода второй мировой войны, вопросам ветроэнергетики во многих зарубежных странах уделяется большое внимание. Проявляется интерес к использованию ветроэлектрических установок различного назначения и мощности, ищутся лучшие решения проблемы ветроиспользования, в отдельных случаях приступлено к опытному строительству мощных ветроустановок. Наибольшее развитие работы

по ветроэлектроэнергетике получили в Великобритании, Дании, ФРГ и США при своеобразном направлении их в каждой стране.

В США имеют большое распространение мелкие ветрозарядные установки на фермах в неэлектрифицированных местах и развито их промышленное производство. Там же был произведен опыт работы ветроагрегата мощностью 1000 кВт в крупной энергосистеме.

В Великобритании, Дании и Франции ведется планомерное изучение режимов ветров в перспективных по ветровым экономическим условиям районах и разрабатываются конструкции ветроагрегатов средней мощности, которые опробываются в местных и крупных системах с целью постепенного перехода к более мощным агрегатам.

В ФРГ уделяется внимание как ветроагрегатам малой мощности, так и мощным агрегатам, предназначенным для работы на общую сеть.

В Италии проводилось изучение ветровых условий в горных районах и аэродинамических моделей принципиально новых типов мощных ветродвигателей.

Основными причинами повышения интереса к применению ВЭУ за рубежом в последнее время следует считать:

1) необходимость расширения энергетической базы в связи с перспективой дефицита используемых энергоресурсов при быстром росте потребности в электроэнергии;

2) повышение стоимости угля и нефти и дороговизны энергии при существующих способах ее производства;

3) финансово-экономические затруднения в странах, не имеющих достаточных энергоресурсов, в результате чего приобретает значение использование любого источника энергии, позволяющего избежать импорта топлива;

4) возможности, открывшиеся в последнее время, использования значительных достижений аэродинамики и самолетостроения для конструирования более совершенных и мощных ветродвигателей;

5) развитие электрических сетей, представляющее широкую возможность присоединения к ним ВЭС в наиболее выгодных точках с высокими среднегодовыми скоростями ветра.

Рост электрификации возбудил интерес к ВЭУ большой мощности. Ветродвигатели для механического привода рабочих машин и мелкие ВЭУ в основном только для освещения получили в свое время большое распространение в неэлектрифицированных районах ряда стран. После электрификации этих районов от энергосистем необходимость в подобных установках стала отпадать. Получить наибольший экономический эффект в хозяйственно-развитых странах стало возможным только от сравнительно крупных ВЭС, отдающих энергию в энергосистемы.

Для неэлектрифицированных районов в новых условиях считается целесообразным применение также более крупных, чем раньше, изолированных ВЭС, могущих нести как осветительную, так и силовую нагрузку. Ветроустановки с механическим приводом в таких районах не отрицаются, но высказываются мнения о большей целесообразности сооружения вместо них ВЭС даже в малоразвитых странах.

В Дании и Германии во время первой и второй мировых войн был проведен значительный опыт применения ВЭУ средней мощности для общего энергоснабжения. В Дании, например, в период второй мировой войны было 88 ВЭУ мощностью по 30—70 кВт, работавших совместно с тепловыми электростанциями и вырабатывавших за 1940—1947 гг. 18 млн. кВт·ч электроэнергии. После улучшения условий получения топлива число этих ВЭУ значительно сократилось.

6-2. АЭРОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ МЕТОДЫ

Проекты использования мощных ВЭС требовали выбора точек с наилучшими ветровыми условиями, исследований ветрового режима в перспективных районах и изучения зависимости скоростей ветра от рельефа местности. Поскольку наиболее целесообразной с экономической стороны могла явиться совместная работа ВЭС с гидростанциями, имеющими многолетнее или сезонное регулирование стока, в ряде стран проводились исследования по сопоставлению режимов скоростей ветра с гидрологическими режимами рек.

В Великобритании Ассоциация по электротехническим исследованиям (ERA) и Управление по электроснабжению (BEA) проводили в течение ряда лет аэро-

логические наблюдения в 82 пунктах страны на северных и западных морских побережьях [Л. 22]. Одной из основных задач наблюдений были определение возможных показателей работы ВЭС и установление методов определения величины выработки ветроагрегата по средней скорости ветра в месте установки. Наблюдения показали, что вдоль берегов Англии и Ирландии есть местности, где на вершинах холмов средние многолетние скорости ветра достигают 9—10 м/сек и где ВЭУ при расчетной скорости ветра 13,4 м/сек смогут работать при 3 000—4 750 ч использования установленной мощности. Путем сравнения величин выработки, подсчитанных по среднечасовым скоростям ветра и по кубу среднемесячных и среднегодовых скоростей ветра, определены поправочные коэффициенты, на которые нужно умножать величины выработки, определенные последним способом. Величины поправок увеличиваются с уменьшением средней скорости ветра, так как при этом куб ее уменьшается в большей степени, чем сумма кубов скоростей ветра малых промежутков времени, составляющих тот же период. Для годовых периодов, обычно мало отличающихся в одном районе по распределению скоростей ветра, величины поправок зависят только от среднегодовой скорости ветра и параметров ветроагрегата, т. е. от его расчетной и начальной скорости ветра. При более коротких (месячных) периодах, при которых может значительно меняться распределение скоростей ветра, величина поправки может меняться даже при одинаковых средних скоростях ветра и параметрах агрегата.

Е. Гольдинг (E. Golding) приводит два рода коэффициентов поправки, которые он называет «коэффициентами формы графика» скорости ветра, подсчитанные для Британской метеорологической сети [Л. 22]. Коэффициент K_e относится к теоретическому случаю полного использования ветроагрегатом всех скоростей ветра и выражается отношением

$$k_e = \frac{\int_0^T v^3 dt}{T \left(\frac{\int_0^T v dt}{T} \right)^3}, \quad (6-1)$$

где v — скорость ветра;

T — длительность всего рассматриваемого периода времени.

Второй коэффициент k_{eu} относится к действительному случаю использования ветроагрегатом диапазона рабочих скоростей, начиная с минимальной рабочей скорости ветра до расчетной и использования скоростей ветра выше расчетной лишь в пределах расчетной мощности агрегата. Коэффициент выражается отношением:

$$k_{eu} = \frac{v_p^3 (T_2 - T_1) + \int_{T_2}^{T_3} v^3 dt}{T \left(\frac{\int_0^T v dt}{T} \right)^3}, \quad (6-2)$$

где v_p — расчетная скорость ветра ветроагрегата;

T_1 — число часов скоростей ветра выше максимальной рабочей;

T_2 — число часов скоростей ветра выше расчетной;

T_3 — число часов скоростей ветра выше минимальной.

На рис. 6-1 показаны кривые изменения коэффициентов поправки k_{eu} для годовых периодов при разных расчетных и начальных скоростях ветра ветроагрегатов. При небольших расчетных скоростях ветра (кривая 1) или очень больших среднегодовых скоростях коэффициент поправки становится меньше единицы.

Применение коэффициентов поправки Гольдинга может быть распространено на другие районы при аналогичных законах повторяемости скоростей ветра.

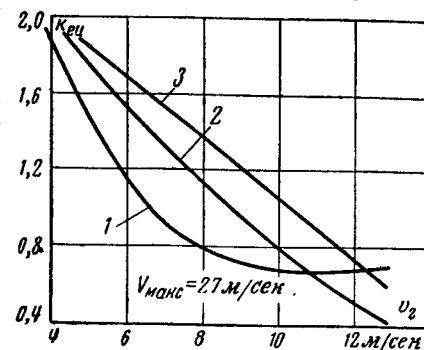


Рис. 6-1. Кривые коэффициентов поправки k_{eu} для подсчета годовой выработки ВЭС (Великобритания).

1 — $v_p = 9$ м/сек, $v_{мин} = 4,5$ м/сек; 2 — $v_p = 11,2$ м/сек, $v_{мин} = 5,8$ м/сек; 3 — $v_p = 13,4$ м/сек, $v_{мин} = 7,6$ м/сек.

В США в связи с сооружением ВЭУ D-53 мощностью 1000 кВт ветровые изыскания проводились в 20 пунктах района сооружения ВЭС. Исследования скоростей ветра над холмами, производившиеся в Великобритании и США, показали увеличение скоростей ветра над вершинами холмов обтекаемого профиля по сравнению со скоростями на той же абсолютной высоте над равниной. Увеличение скорости ветра происходит благодаря прижиманию нижних слоев воздуха к поверхности холма верхними слоями и зависит от степени крутизны склонов. Наибольшее увеличение скорости происходит у поверхности холма. Выше над холмом увеличение скорости замедляется, причем тем скорее, чем круче склоны холма и чем длиннее его фронт. Это явление соответствует закону аэродинамики о распределении скоростей воздушного потока при обтекании тела, имеющего форму цилиндра или сферы. В результате наблюдений, произведенных на холме Коста-Хэд (Великобритания) высотой 150 м, увеличение средней скорости ветра на высоте 20 м над его вершиной по сравнению со скоростью на той же горизонтали над равниной оказалось равным порядка 20%. Увеличение скорости становится меньше при малых скоростях ветра, особенно в ночные часы. Нарастание скорости ветра над поверхностью холма наблюдалось только до высоты 15 м. Далее до высоты 36 м она оставалась постоянной. Кроме того, было установлено, что влияние профиля холма вызывает демпфирование пульсаций скорости ветра над холмом. Несколько иные результаты были получены в США при наблюдениях на вершинах Зеленых гор, где при изменении высоты с 15 до 56 м скорости ветра, большие 7 м/сек, увеличивались только на 10%.

В условиях горного рельефа Италии итальянские энергетики изучали ветры постоянных направлений в горных долинах, спускающихся к морю и озерам, а также холодные воздушные течения с берега моря. Постоянство направления этих ветров позволяет в местных условиях проектировать более простые конструкции мощных ветродвигателей без устройства поворота на ветер.

Методика получения исходных данных для изучения энергоресурсов в Италии имеет также свои особенности. По наблюдениям атмосферного давления и его разности

в соседних пунктах или ежедневным картам изобар, выпускаемым Министерством авиации, математическим путем составляются карты скоростей и направлений ветра для длительных периодов времени без проведения трудоемких ветровых наблюдений.

В ФРГ Кетцольд (Koetzold) сделал попытку стандартизации ветроэнергетических характеристик пунктов наблюдений, имея в виду распространение этого стандарта в международной практике. Предлагаемые харак-

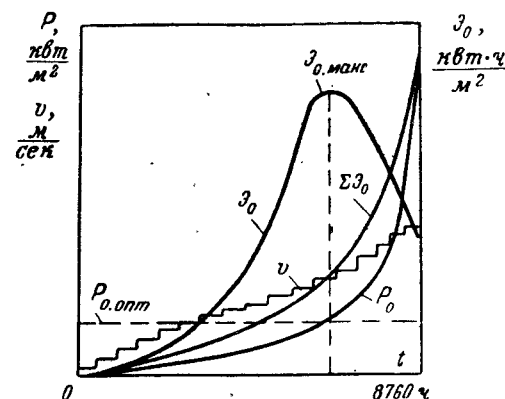


Рис. 6-2. Ветроэнергетические характеристики района (ФРГ).

теристики даются в виде кривых продолжительности (рис. 6-2). Они включают кривые: скоростей ветра v , удельной мощности P_0 воздушного потока (на 1 м² площади, ометаемой ветроколесом), удельной энергии E_0 для каждой скорости и суммарной удельной годовой энергии ΣE_0 . Кривая E_0 имеет максимум, соответствующий оптимальной установленной мощности ветродвигателя $P_{0,опт}$. Автор предлагает формулы для подсчета ветроэнергетических характеристик в данном пункте наблюдений по среднегодовым скоростям ветра.

Предлагаемый метод составления ветроэнергетических характеристик при унификации таких характеристик дает весьма наглядную картину возможностей использования ветроустановок в данном районе.

Исследования структуры ветра и действия порывов на ветроколесо были проведены в Великобритании и

Дании. В Великобритании на площадке ВЭС Коста-Хэд (Шотландия) были зарегистрированы порывы ветра до 56 м/сек и ускорения до 132 м/сек². Ускорения до 45 м/сек² (изменение скорости на 4,5 м/сек за 0,1 сек) наблюдались весьма часто [Л. 26].

Для характеристики различия структуры ветра при одинаковой средней скорости ветра v_{cp} , вычисленной по показаниям в нескольких точках пространства, предлагаются четыре критерия порывистости:

1. Критерий среднего отклонения от средней скорости

$$\frac{|\Delta v|_{cp} 100}{v_{cp}}.$$

2. Критерий „стандартного“ (среднеквадратичного) отклонения

$$\frac{|\Delta v^2|_{cp} 100}{v_{cp}}.$$

3. Критерий истинной величины выработки по сравнению с определенной по v_{cp}^3

$$\frac{|v^3|_{cp}}{v_{cp}}.$$

4. Критерий средней разницы скоростей по соседним отсчетам

$$\frac{|v|_{cp} 100}{v_{cp}}.$$

Значения v , заключенные в скобки, означают: среднее и среднеквадратичное значения всех отклонений от v_{cp} , среднее значение v^3 , вычисленное для всех точек, и среднюю скорость ветра в соседних точках.

В частности, для четырех точек, расположенных в вертикальной плоскости на окружности диаметром 18 м при $v_{cp} = 19,5 - 22,5$ м/сек, было получено:

$$\frac{|\Delta v|_{cp}}{v_{cp}} 100 = 4,6 - 8\%;$$

$$\frac{|\Delta v^2|_{cp}}{v_{cp}} 100 = 5 - 10\%;$$

$$\frac{|v^3|_{cp}}{v_{cp}^3} = 1,033 - 1,052;$$

$$\frac{|v|_{cp}}{v_{cp}} 100 = 0,9 - 1,46\%.$$

Исследования, проводившиеся под руководством проф. Ю. Юля (J. Juul) в Дании [Л. 23], привели к еще большей разнице в величинах скоростей ветра в соседних точках: при одновременном измерении скоростей ветра в двух точках, расположенных на горизонтали, перпендикулярной направлению ветра, в 22 м друг от друга, им получена разница в 30%. Благодаря этому ветроколесо и башня ветродвигателя, кроме ударных нагрузок, могут подвергаться вращающему моменту, вызывающему дополнительные механические напряжения величиной до 20% от суммарных напряжений даже в случае частичной компенсации этого момента моментом от гироскопических сил.

Приборы для измерения скорости ветра и методы измерения. Измерительная аппаратура, которая применяется за рубежом при ветровых исследованиях, во многом отличается от применяемой в СССР, так же как и методы производства измерений.

Ветровые исследования в Великобритании разделялись по методам измерений и роду приборов на три вида: 1) наблюдения на всей территории района с помощью интегральных анемометров, установленных на высоте 3,3—9 м и снабженных счетчиками или самопишущими устройствами; 2) наблюдения в отдельных точках с лучшими ветровыми условиями при двух-трех контактных анемометрах, установленных на разных уровнях до 21 м над землей и снабженных самописцами; 3) наблюдения несколькими различными приборами в местах, выбранных для сооружения опытных ВЭС, по программе, включающей исследование изменения скорости ветра с высотой и в зависимости от рельефа местности, а также исследования структуры ветра.

При ветровых наблюдениях в США измерения производились с помощью трех-четырех анемометров в каждом пункте, установленных на разных уровнях на мачтах высотой до 56 м. При наблюдениях в тяжелых

зимних условиях применялись специальные анемометры с обогревом чашек.

При ветроэнергетических изысканиях во Франции, начатых в 1946 г. по программе, утвержденной Национальным комитетом по ветроэнергетике, измерение скоростей ветра производилось в 150 пунктах по территории всей страны. Приборы устанавливались большей частью на маяках и других готовых опорах на высоте от 5 до 300 м. В числе пунктов наблюдения была Эйфелева башня (высота 300 м). В качестве измерительного прибора во всех пунктах новой сети был принят анемометр специальной конструкции, показывавший непосредственную величину энергии, которая может быть получена в данных ветровых условиях с площади поперечного сечения в 1 м^2 (см. ниже).

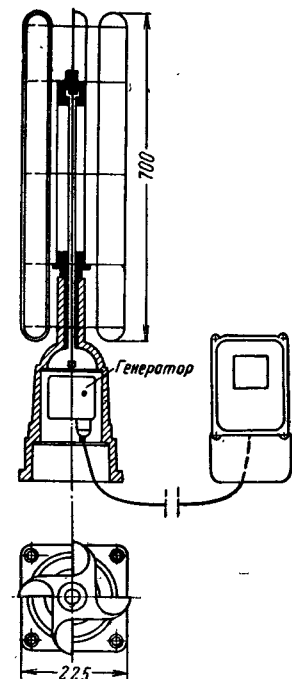


Рис. 6-3. Счетчик энергии ветра.

Число перемен тока учитывается электронным счетчиком импульсов. По числу перемен за данный промежуток времени определяются скорость вращения анемометра и соответствующая ей скорость ветра. Этим анемометром можно измерять скорости ветра от 0,9 до 67 м/сек.

2. Счетчик энергии ветра, изготавливаемый во Франции (рис. 6-3). Прибор состоит из анемометра, имеющего четырехлопастное роторное ветроколесо, вращающее

генератор переменного тока с возбуждением от постоянных магнитов, и приемника в виде специального счетчика активной электроэнергии. Постоянные электрической цепи и счетчика подобраны так, что показания последнего пропорциональны сумме кубов скорости ветра (Σv^3). Шкала счетчика отградуирована на величину энергии, отнесенной к 1 м^2 площади, ометаемой ветроколесом.

Анемометр начинает давать показания при $v = \pm 3 \text{ м/сек}$ и рассчитан на прочность при скорости ветра до 50 м/сек. Прибор прост в эксплуатации, но не дает распределения энергии по времени.

3. В ФРГ фирмой AEG выпускается регистратор системы Феррари, используемый для работы с контактным анемометром и регистрирующий распределение скоростей ветра. Прибор имеет соленоид, приводящий в действие перфоратор. При замыкании цепи соленоида перфоратор пробивает отверстия в движущейся бумажной ленте. Перфорированная лента пропускается через счетный механизм прибора, который подсчитывает число промежутков разной длины между отверстиями, соответствующими разным скоростям ветра, и группирует их по частям суток. Таким образом, прибор сразу определяет повторяемость скоростей ветра и их суточный график.

4. Малоинерционный анемометр для измерения скорости порывов (буревой анемометр), разработанный ERA (Великобритания) (рис. 6-4,а), имеет датчик в виде перфорированного шара диаметром 37 мм, насаженного на конец вертикального стержня. Стержень может отклоняться на некоторый угол от вертикали, поворачиваясь вокруг оси, проходящей через середину его длины. Нижний конец стержня прикреплен тонкой проволокой к пружинной диафрагме, которая приподнимается при отклонении ветром стержня с шаром. Движение диафрагмы при изменении скорости ветра передается аноду электронного преобразователя. Выходное напряжение преобразователя, почти прямо пропорциональное угловому смещению анода, измеряется малоинерционным регистрирующим вольтметром. Собственное время действия прибора составляет 0,1 сек. Такой же прибор с горизонтальным стержнем (рис. 6-4,б) служит для замера вертикальных составляющих порывов.

5. В Великобритании для исследования в лабораторных условиях влияния профиля холмов на скорость ветра используется испытательный стенд, на котором применяется электролитический метод определения скорости движения потока. Модель холма, выполненная из изолирующего материала, погружается в текучую жидкость (электролит), проводимость которой в разных сечениях над поверхностью модели нахо-

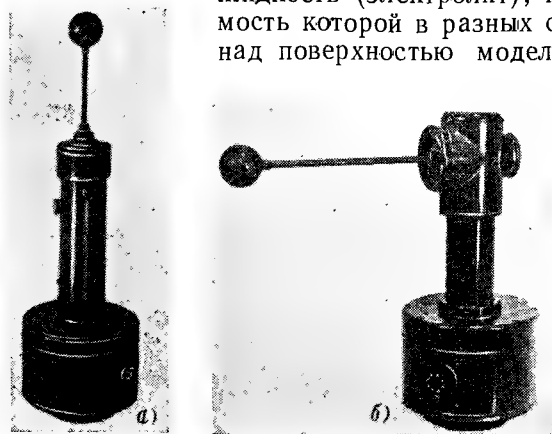


Рис. 6-4. Малоинерционные анемометры (Великобритания).

дится в функциональной зависимости от скорости течения. Скорость потока определяется по измеренной силе тока.

Исследования влияния на скорость ветра рельефа местности на моделях в аэродинамической трубе не применяются, так как считается невозможным избежать при этом влияния на результаты опыта поджатия воздушного потока стенками трубы.

6-3. ИЗОЛИРОВАННЫЕ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

Несмотря на то, что современные тенденции конструирования ветрозарядных агрегатов заключаются в повышении их быстроходности и совершенствовании регулирования ветродвигателя и электрической части, в частности, в переходе на генераторы с возбуждением от постоянных магнитов, большая часть выпускаемых

конструкций ветрозарядных агрегатов, кроме некоторых немецких, не являются прогрессивными. Лучшими типами генераторов для ветрозарядных установок в Великобритании до сих пор считаются генераторы постоянного тока со встречной последовательной обмоткой возбуждения и трехщеточные генераторы. Генераторы с возбуждением от постоянных магнитов не применяются, так как за отсутствием стали с большой магнитной индукцией они получаются слишком больших габаритов. В Великобритании построен лишь опытный образец подобного агрегата $D=2,5$ м с генератором однофазного тока на 250 вт, 24 в.

Распространенной является конструкция английского ветрозарядного агрегата «Фрилайт» фирмы Лукас (Lucas), Бирмингем, мощностью от 0,125 до 1 квт [Л. 22]. Ветроагрегат Фрилайт $D=1,82$ м имеет двухлопастное деревянное ветроколесо с жесткими лопастями, насаженное на вал генератора постоянного тока со смешанным возбуждением и работающее при 500—1000 об/мин и $Z_n=7$. Генератор работает параллельно с аккумуляторной батареей напряжением 24 в. Защита от перегрузки производится выводом ветроколеса из-под ветра благодаря эксцентричному расположению его по отношению к оси вращения головки двигателя. Агрегат устанавливается на деревянном столбе. Он отдает мощность 200 вт при скорости ветра $v=7,6$ м/сек и 400 вт при скорости ветра $v=10$ м/сек, работая с достаточно высоким общим к. п. д., достигающим до $\eta_{\text{общ}}=0,22$.

Более прогрессивные с точки зрения новизны конструкции ветрозарядных агрегатов имеются в ФРГ, где долгое время упорно работали над увеличением быстроходности ветродвигателей [Л. 24]. На основе опытного однолопастного сверхбыстроходного ветродвигателя конструкции Р. Бауэра (R. Bauer) в 1952 г. фирмой Винкельштеттер (Winkelstätter) в Вуппертале были выпущены ветрозарядные агрегаты $D=3$ м, имеющие нормальное число модулей $Z_n=12$. Позднее был построен опытный агрегат с ветроколесом того же диаметра с увеличением быстроходности до $Z_n=16$.

Разработка конструкций изолированных ВЭУ большей мощности (от 3 до 30 квт), предназначенных для работы на смешанную нагрузку, проводилась главным

образом в ФРГ. Использование таких ВЭУ мыслится как с тепловым резервом, так и без него: Применение электрохимических аккумуляторов признается экономически допустимым только для осветительной нагрузки, радио и самых мелких бытовых приборов. Водородное аккумулирование с получением водорода электролизом воды и сжиганием его в двигателе внутреннего сгорания считается неэффективным ввиду малого к. п. д. такого процесса и большой стоимости резервуаров для хранения газа. Эта причина заставляет также отказаться от аккумулирования энергии ветра в виде сжатого воздуха для использования в воздушных двигателях, хотя к. п. д. этого процесса больше, чем процесса получения и сжигания водорода.

Считается, что эффективность использования изолированных ветроустановок, несущих смешанную нагрузку, должна повышаться в основном путем развития регулируемых нагрузок, которые могут использовать энергию в любое время суток, когда есть ветер, а получаемый в результате их работы продукт может храниться без устройства для этого дорогих сооружений (водоподъем, помол зерна, дробление сухих кормов, отопление и варка пищи с применением термосов и тепловых аккумуляторов и др.). Предполагается, что такая ветроустановка может обходиться без теплового резерва, а потребителю энергии не потребуется увеличения обслуживающего персонала, так как оперативные переключения нагрузки при изменении располагаемой мощности ветроагрегата и другие технологические операции могут выполняться с помощью автоматики. Однако данных об осуществленных автоматизированных установках этого рода не имеется.

Ветроагрегаты малой и средней мощности переменного тока с синхронными генераторами начали находить применение для питания электронасосов при механизации орошения, а ветроагрегаты с асинхронными генераторами использоваться индивидуальными потребителями электроэнергии, получающими ее из коммунальных сетей для возвращения части потребляемой энергии в сеть с целью уменьшения оплаты. Последний способ использования ВЭУ внедряется организованным в ФРГ научно-исследовательским обществом по изучению энергии ветра (Windkraftstudiengesellschaft).

При конструировании ветроагрегатов малой и средней мощности в ФРГ считаются целесообразными следующие мероприятия: 1) увеличение быстроходности ветроколес (в Дании в отношении агрегатов средней мощности пришли к противоположному мнению); 2) отказ от системы регулирования скорости вращения с помощью регуляторов прямого действия ввиду того, что эта система оказалась слишком грубой даже для агрегатов с асинхронными генераторами, и замена ее регулированием с сервоприводом или переход к системе саморегулирующихся жестких лопастей; 3) исключение дерева, как материала, входящего в конструкцию лопастей ввиду его гигроскопичности и быстрого износа; 4) отказ от применения хвоста с заменой его более совершенным поворотным устройством, так как опыт показал, что применение хвоста вызывает поломки махов лопастей от действия гироскопических сил; 5) замена решетчатых башен более легкими трубчатыми опорами.

Согласно этим тенденциям в конструировании в ФРГ было создано, начиная с 1945 г., несколько образцов однолопастных сверхбыстроходных ветроагрегатов системы Бауэра с диаметром ветроколес от 8 до 12 м, при $Z_n = 12-16$.

Лопасть уравнивается в них по отношению ее продольной оси контргрузом, в качестве которого используется генератор, соединенный с валом ветроколеса редуктором. Для избежания вибраций лопастей и опоры ветродвигателя вал ветроколеса выполнен в виде длинной гибкой консоли, принципиально сходной с гибким валом турбин Лаваля. Благодаря этому ветроколесо может свободно самоустанавливаться в пространстве под влиянием действующих на него аэродинамических сил без особых устройств, устанавливающих ветроколесо на ветер. Регулирование скорости вращения ветроколеса производится лопатой, которая изменяет угол установки лопасти. Остановка агрегата достигается поворотом ветроколеса в горизонтальную плоскость.

В последних конструкциях немецких ветродвигателей малой мощности хвост заменен виндрозой. Почти во всех конструкциях применены также трубчатые опоры. В ряде немецких и датских конструкций применена система регулирования изменением угла установки лопастей с помощью гидропривода.

Для массового производства фирмой Алгайер (Algaier) в ФРГ разработана конструкция ветроэлектрического агрегата типа WE-10 с трехлопастным ветроколесом диаметром 10 м, $Z_n=5,6$, $n=86$ об/мин, весом 1,7 т (рис. 6-5). Ветроагрегат выпускается в трех исполнениях: 1) с генератором постоянного тока мощностью 6 кВт, напряжением 110 или 220 в, 1 500 об/мин с аккумуляторной батареей 110 в, 140 а·ч или 220 в, 80 а·ч (исполнение G 6/100 и G 6/220; 2) с синхронным генератором трехфазного тока 7,8 кВа, 380/220 в, 50 гц (исполнение DS-7,8); 3) с асинхронным генератором 8,8 кВт (для работы на коммунальную сеть). Ветроколесо соединено с генератором, расположенным на головке агрегата, через двухступенчатый редуктор. Регулирование ветродвигателя производится центробежным регулятором, действующим на поворот лопастей с помощью гидропривода. Кроме того, датчик скорости ветра, действуя также на гидропривод, ограничивает мощность ветродвигателя, защищая агрегат от перегрузки. Ветроагрегат устанавливается на стальной трубчатой опоре высотой 10 или 18 м. Ветроколесо работает сзади опоры. Поворот на ветер производится виндрозой. Агрегат пускается в ход с помощью ручной лебедки и работает с автоматическим регулированием или постоянным углом установки лопастей.

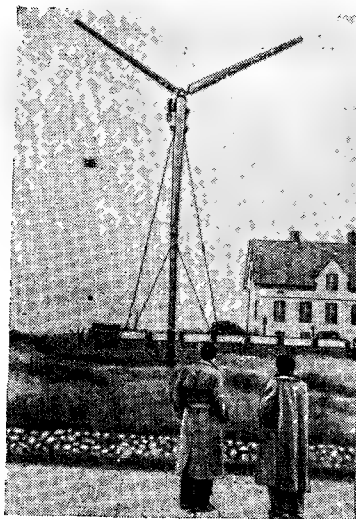


Рис. 6-5. Ветроагрегат WE-10 ($D=10$ м) фирмы Алгайер (ФРГ).

Импульсы на аварийную остановку агрегата при достижении предельной скорости ветра или повышении напряжения действуют также на сервопривод лопастей. Собственное время действия этой системы составляет 1—2 сек. Через короткое время после аварийной остановки агрегата пусковое устройство поворачивает лопа-

сти вновь под пусковой угол, и если причина, вызвавшая остановку, устранена, агрегат автоматически пускается.

Строятся, кроме того, ветродвигатели $D=15$ м фирмы Нордвинд (Nordwind) универсального назначения с вертикальным валом и шкивом, используемые также для ВЭУ. Этот двигатель имеет трехлопастное ветроколесо $Z_n=6$ с центробежным регулированием, действующим на поворот концов лопастей и устанавливается на решетчатой металлической колонке с растяжками. Мощность ВЭУ $D=15$ м равна 18 кВт при $v_p=8$ м/сек.

Тенденция к переходу на ветроколеса с жестко закрепленными лопастями в конструкциях ветроагрегатов, предназначенных для изолированной работы, отражается в опытном ветроагрегате $D=15$ м, построенном в Великобритании институтом аэродинамики в Кренфильде. Особенностью этого ветродвигателя является то, что агрегат, включая трубчатую опору, состоит из трех собранных на заводе монтажных блоков, что упрощает сборку двигателя на месте установки.

Ветроэлектрические установки, оборудованные ветроагрегатами указанных выше типов, в ФРГ находятся в эксплуатации в течение длительного времени. Они обслуживают маяки, радиорелейные станции, гостиницы в горах и в последнее время механизированное орошение.

ВЭС на о. Нейверк в устье р. Эльбы, начавшая впервые работать в 1926 г. на электроснабжение острова, включая маяк, в 1948 г. была переоборудована путем установки агрегата Нордвинд $D=15$ м, с генератором постоянного тока 14 кВт и аккумуляторной батареей 220 в, 648 а·ч. За первые 4 года после переоборудования ВЭУ дала около 180 000 кВт·ч, т. е. в среднем работала при 3200 ч использования, что указывает на возможность хорошего использования изолированных ВЭУ.

Для питания подобной же нагрузки в 1952 г. была сооружена ВЭС на о. Шлеймюнде (округ Шлезин-Гольштейн) ($v_{cp}=5,3$ м/сек) с ветроагрегатом WE-10 постоянного тока Алгайер и дизельным резервом 3 кВт. Нагрузка составляла 2—2,5 кВт при максимуме 6 кВт. За 15 мес. эксплуатации в 1953—1954 гг. ветроагрегат работал в течение 2472 ч. Аккумуляторная батарея была рассчитана для питания нагрузки в течение трех суток

безветрия. За указанный период ветроагрегат выработал 94,5% потребной энергии.

ВЭУ с двумя агрегатами WE-10 Алгайер постоянного тока с аккумуляторной батареей 220 в, емкостью 200 а·ч и резервным дизелем эксплуатируется в течение года также в округе Эйфель (ФРГ) на горе Шенеберг и служит для электроснабжения радиорелейной станции телевизионных передач, в районе которой отсутствуют коммунальные сети. Второй ветроагрегат был установлен как резервный. Потребитель требует строгого постоянства напряжения в пределах $\pm 2\%$. Работа ВЭС удовлетворяла этому условию. Ветроагрегат при $v_r = 6$ м/сек дает обеспеченную мощность 2 кВт в течение 80% времени года. Дизельный агрегат использовался

в течение 8% времени работы на потребителя. Стоимость энергии равняется ее стоимости от коммунальной сети в городе. Радиорелейные станции располагаются на возвышенных открытых для ветра местах, обычно удаленных от местных сетей, поэтому применение ВЭУ для их электроснабжения считается перспективным.

Основным назначением ВЭУ WE-10 с синхронными генераторами является питание электронасосов для подъема воды на орошение. В зависимости от требуемого расхода воды для этого могут быть использованы один или несколько ветроагрегатов. Для орошения земель одной фермы в засушливых областях требуется 4 000—6 000 кВт·ч/год, для чего достаточен один ветро-

Таблица 6-1

Зарубежные ветроагрегаты, предназначенные

для работы в энергосистеме

№ п/п.	Название установок	Год выполнения установки или проекта	Диаметр ветроколеса, м	Расчетная скорость ветра, м/сек	Установленная мощность и тип генератора, кВт	Исполнение ветроколеса
1	Смит (Дания)	1940	24	11	70, постоянного тока	3 жесткозакрепленные лопасти с тормозными концами
2	Смит-Путиэм (США)	1941	53	13,5	1 000**	2 лопасти
3	Гониф (ФРГ)	1945	50	—	1 030, синхронный встроенный в ветроколесо	2 трехлопастных ветроколеса, вращающихся навстречу
4	П. Г. Томас (США)*	1945	61	15,2	7 500, постоян. тока с преобразованием в переменный 100***	2—3 жесткозакрепленные лопасти
5	Джон Браун (Великобритания)	1952	15,2	15,6	—	3 лопасти с плоским профилем
6	Энфилд Андро (Великобритания)	1955	24,4	13,5	100**	2 пустотелые лопасти
7	Фолланд (Великобритания)	1955	68,5	15,6	3 760***	2 лопасти с крученым профилем
8	Гедзер (Дания)	1957	24	15,0	200***	3 жесткозакрепленные лопасти
9	Е. d. F. (Франция)	1958	30,19	16,0	640**	3 лопасти
10	Е. d. F. (Франция)	1958	21,2	12,0	132**	3 лопасти
11	Штётен (ФРГ)	1958	34	8	100**	2 лопасти

* Проект.

** Синхронный генератор.

*** Асинхронный генератор.

Система регулирования	Нормальное число модулей быстрой ходности	Скорость вращения ветроколеса, об/мин	Высота центра ветроколеса над землей, м	Система установка на ветер	Общий вес, т
Тормозные клапаны	9	Переменная	24	Виндрозы	—
Поворот лопастей гидроприводом от центрального регулятора	6	29	33,5	Флюгер с гидроприводом	300
Поворот ветроколеса вокруг горизонтальной оси	—	28,5	80	—	—
Изменение возбуждения генератора	9	Переменная до 42, 65	145	Флюгер с электроприводом	—
Поворот лопасти гидроприводом от центрального регулятора	6,5	130	24	Флюгер с электроприводом	20
Поворот лопасти гидросистемой	—	Переменная до 95,4	30,5	Самоустанавливающееся ветроколесо за башней с дополнительным электроприводом	40
Поворот лопасти элероном	9,74	42,5	41	Виндрозы, поворачивающие башню	—
Саморегулирующийся профиль	5	30	25	Электропривод от флюгера	12,6 (головка)
—	—	47,3	33	Электропривод от флюгера	17
—	—	—	—	—	—
Поворот лопастей гидросистемой	10	42	22	—	—

агрегат WE-10, работающий с погружным электронасосом 4 квт. Для правильной работы электронасосной установки, питаемой от ВЭУ, считается необходимым соблюдение следующих условий: 1) насос должен быть выбран для напора, на 30—40% большего, чем требуется по расчету, генератор должен иметь запас мощности; 2) насос должен быть снабжен двумя обратными клапанами (один из них шаровой), устанавливаемыми последовательно, для предотвращения перехода насоса при уменьшении скорости ветра в турбинный режим. По данным фирмы Алгайер, при разворачивании ветроагрегата с включенным электронасосом агрегат начинает отдавать мощность при 16 гц, при частоте 23 гц электронасос трогается. При 50 гц мощность, потребляемая электродвигателем насоса, достигает 5 квт, а нагрузка ветроагрегата равна номинальной.

В ФРГ (округ Эмсланд) на насосной установке магистрального оросительного канала эксплуатируются восемь ветроагрегатов WE-10 Алгайер. Резервный групповой электропривод насосов питается от сети. ВЭУ работают более года. ВЭУ D-15 и D-10 используются в последние годы также для механизированного орошения в оазисах Сахары.

Приведенные выше примеры эксплуатации изолированных ВЭУ показывают, что они могут быть надежными в эксплуатации, хорошо использоваться и давать для некоторых видов нагрузки энергию, по показателям удовлетворяющую нормам. При этом использование теплового резерва получается небольшим, и его мощность может быть меньше мощности ветроагрегата.

6-4. КОНСТРУКЦИИ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ РАБОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Работы по созданию конструкций мощных ветроагрегатов проводились в США, ФРГ, Дании, Великобритании и Франции. В табл. 6-1 приведены перечень и основные технические данные построенных за рубежом ветроагрегатов для работы в энергосистемах, а также некоторых неосуществленных проектов. Наибольшие

трудности, полностью неразрешенные до сих пор, заключались в обеспечении прочности ветроколеса большого диаметра и особенно его махов, а также при создании передачи от ветроколеса к генератору.

Вопрос оптимальной установленной мощности ветроагрегатов, предназначенных для работы в энергосистеме, связанный с указанными трудностями, также не получил пока общепризнанного решения. Исследования в США привели к оптимальной установленной мощности ветроагрегатов 1,5—2 Мвт, полученной из условия веса агрегата на 1 квт установленной мощности при средней многолетней скорости ветра порядка 7 м/сек и расчетной скорости ветра 13,5 м/сек. По английским данным (Е. Гольдинга), оптимальная мощность ветроагрегата больше и составляет 3—4 Мвт при диаметре ветроколеса 60—70 м и $v = 15—16$ м/сек, что отчасти объясняется исключительно большими средними скоростями ветра 9—11 м/сек на морских побережьях Великобритании. Исследования проф. Ю. Юля (Дания) привели, наоборот, к значительно меньшей оптимальной мощности ветроагрегатов, предел которой ставится параметрами редукторной передачи от ветроколеса к генератору, а также оптимальной окружной скоростью вращения ветроколеса. Последняя в ветровых условиях Дании ($v_{ср} = 6—7$ м/сек) составляет порядка 40 м/сек. Из этих условий оптимальный диаметр ветроколеса принимается 24 м, а соответствующая установленная мощность 200—250 квт. Путем применения двоянных агрегатов с двумя ветроколесами оптимальная мощность агрегата может быть увеличена до 400—500 квт.

Хотя расчетные скорости ветра при работе ветроагрегатов в энергосистеме могут быть больше, чем для изолированных ветроустановок, так как мощные ветроагрегаты, как правило, можно устанавливать в лучших ветровых точках, однако считается, что расчетные скорости ограничиваются также увеличивающимися трудностями выравнивания отдачи системы при увеличении установленной мощности ВЭС. Поэтому расчетные скорости ветра ветроагрегатов принимают не выше 13,5—15 м/сек, т. е. 1,3—1,5 v_r .

Число лопастей ветроколеса принимается равным двум или трем. В выборе того или другого из этих чисел мнения расходятся. Двухлопастное ветроколесо при-

влекает меньшей стоимостью, тогда как трехлопастное дает более спокойную работу агрегата и несколько больший к. п. д. В большинстве американских и английских конструкций ветроколесо располагается для работы за башней, что позволяет сократить его вылет от оси башни. Для уменьшения механических напряжений в махах принимается шарнирное крепление махов лопастей к втулке ветроколеса, допускающее отклонение лопастей при порывах ветра. Большинство агрегатов имеет поворотные лопасти. Регулирование двигателя в большинстве конструкций осуществляется центробежным регулятором, действующим на изменение угла лопастей с помощью сервопривода. Такие ветроколеса были у американского ветроагрегата $D=53$ м и имеются у английских агрегатов $D=15$ и $D=24,4$ м мощностью по 100 квт. Эти ветродвигатели имеют быстроходные ветроколеса при $Z_n=6-9$ и соответственно большие окружные скорости вращения.

Датские исследования, проведенные в 1948—1955 гг. для ветроколес диаметром до 24 м, привели к другой конструкции ветроколеса, а именно с жесткозакрепленными лопастями. Выводы проф. Ю. Юля, к которым он пришел в процессе конструкторской и экспериментальной работы, сводятся к следующему [Л. 23].

На эффективность ветроколеса влияет, кроме профиля, также форма кромок и конца лопасти. Трехлопастное ветроколесо имеет значительное преимущество перед двухлопастным, давая при $Z_n=3-4$ на 25—30% большую выработку энергии. Увеличение окружной скорости вращения лопастей выше 38—40 м/сек и $Z_n > 5,5$ показало в ветровых условиях Дании сильное снижение ξ и годовой выработки ветроколеса. Для уменьшения напряжений в махах целесообразно применение растяжек и подкосов обтекаемого профиля, которые не снижают эффективности ветроколеса. Так как для прочности ветроколеса основное значение имеют механические напряжения при знакопеременной нагрузке, то в принятых конструкциях напряжения от сил веса лопастей не должны превышать 200—300 кг/см², а суммарные расчетные напряжения (для торговой стали) — 700—1000 кг/см². Ветроколесо следует располагать впереди башни. Заднее расположение ветроколеса значительно увеличивает переменные нагрузки на него, получающие-

ся не только вследствие изменения скорости ветра при проходе лопастей в тени башни, но и вследствие завихрений воздушного потока башней и его ударов о лопасти. Целесообразно применение ветроколеса с жесткозакрепленными лопастями, у которого может быть использован эффект сбрасывания мощности при сильных ветрах и саморегулирования, имеющий место при наличии лопастей определенного профиля, что позволяет ветродвигателю иметь высокое ξ и работать без регулятора.

В конструкциях всех ветроагрегатов при передаче мощности от ветроколеса через редуктор генератор располагается на головке агрегата, что дает некоторое облегчение и удешевление передачи по сравнению с расположением генератора внизу башни.

Стремление облегчить передачу между ветроколесом и генератором привело к разработке ряда конструкций без редуктора с другой системой передачи. К последним относятся гидравлическая и пневматическая системы передачи, а также конструкция ветроколеса, совмещенного со сверхтихоходным генератором.

Гидравлическая система передачи, которая находит применение в ряде других отраслей машиностроения, предлагалась для ветроагрегатов в ФРГ. Она имеет гидравлический трансформатор, состоящий из двух одинаковых поршневых гидромашин, соединенных маслопроводами, одна из которых работает насосом, а другая — двигателем. При этой системе передачи ветроколесо, соединенное легким редуктором с масляным насосом, может работать при переменной скорости, а масляный двигатель вращать генератор с постоянной скоростью вращения. Регулирование скорости вращения масляного двигателя, приводящего генератор, может производиться как со стороны насоса, так и со стороны самого масляного двигателя. По данным проектировщиков ветроагрегата, к. п. д. такой передачи равен 0,9. Способность ветроагрегата работать с этой передачей при переменной скорости вращения не имеет самостоятельного значения, так как годовая выработка ветроагрегата может увеличиться лишь при малых среднегодовых скоростях ветра порядка 4—5 м/сек. Подобная передача может быть перспективной лишь в случае, если она окажется конструктивной и надежной при достаточно высоком

к. п. д. Ветроагрегат с такой передачей пока еще не создан.

Второй системой передачи, могущей заменить редуктор, является пневматическая, при которой мощность от ветроколеса передается к воздушной турбине, вращающей генератор (рис. 6-6).

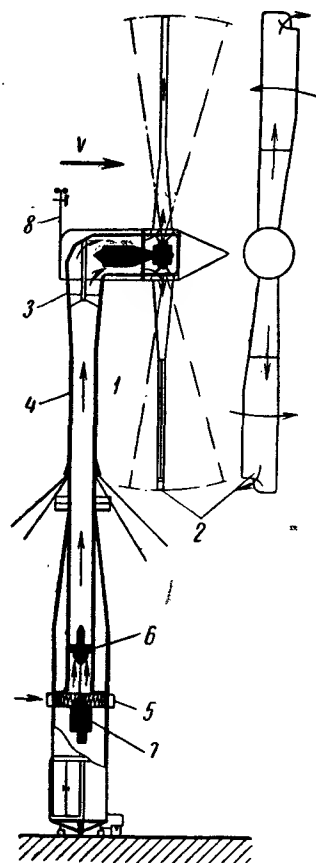


Рис. 6-6. Схема ветроагрегата с пневматической передачей мощности системы Андро.

1 — полые лопасти; 2 — отверстие для выбрасывания воздуха; 3 — головка агрегата; 4 — трубчатая башня; 5 — окна для засасывания воздуха; 6 — воздушная турбина; 7 — генератор.

Полые лопасти 1, головка 3 и башня 4 агрегата представляют в этой конструкции сплошной воздухопровод, а ветроколесо является одновременно центробежным воздушным насосом, выбрасывающим воздух, находящийся внутри лопастей, центробежной силой через отверстия 2 и засасывающим атмосферный воздух через окна 5 в трубчатую башню 4 агрегата, внутри которой образовавшийся воздушный поток вращает воздушную турбину 6. Тип ветроагрегата с такой передачей предложен французским инженером Андро. По этой системе в Англии построен опытный ветроагрегат $D=24$ м мощностью 100 квт. Испытания агрегата этого типа не закончены. Г. Х. Сабинин, который на основании опубликованных конструктивных данных агрегата произвел анализ возможной величины к. п. д. этой системы ветроагрегата, считает, что наибольший общий к. п. д. передачи может быть порядка 0,5. Недостатком агрегата является также значительно больший вес, чем агрегата с редуктором. Кроме того, наличие трубчатой

опоры большого диаметра увеличивает пульсации воздушного потока на ветроколесе и ухудшает условия нагрузки и прочности последнего.

Другой конструктивный вариант ветроагрегата с пневматической передачей предложен в виде однолопастного сверхбыстроходного агрегата Хюттера (Hutter, ФРГ, 1946), работающего по тому же принципу, что и описанный выше агрегат, но воздухопроводом служат в нем лишь лопасть и втулка ветроколеса. Воздушная турбина с генератором входит в конструкцию ветроколеса, являясь одновременно противовесом лопасти.

Вопрос о совмещении ветроколеса и генератора в одной конструкции для того, чтобы избежать механической передачи между ними, разрабатывался в ФРГ Гонефом (Honeff), который в течение многих лет вел проектирование мощных ветроагрегатов этой системы и строительство их моделей и образцов [Л. 28].

Принципами конструкции ветроагрегатов Гонефа (рис. 6-7) являются: применение двух расположенных друг за другом соосных ветроколес, вращающихся в противоположном направлении (на рис. 6-7 задние колеса совмещены с передними и не видны); совмещение в одной конструкции ветроколес и сверхтихоходного генератора; регулирование ветроколеса путем его наклона и применение высоких башен для использования высотных скоростей ветра. Последнее представляет малоперспективным ввиду того, что усложняет конструкцию ветроагрегата и ведет к уменьшению надежности эксплуатации. Практический интерес представляет решение вопроса совмещения ветроколес большого диаметра в одной конструкции с генератором. Опытные образцы подобного агрегата с ветроколесами диаметром 9 м и



Рис. 6-7. Рабочая модель двухколесного ветроагрегата Гонефа.

синхронным генератором 20 кВт, а также генератором постоянного тока мощностью 60 кВт были построены и удовлетворительно работали в течение 5 лет. В 1944 г. был изготовлен ветроагрегат системы Гонефа мощностью 1 000 кВт, который не был испытан, так как был уничтожен при монтаже во время войны. Диаметр ротора статора синхронного генератора составлял 10 м при воздушном зазоре в 10 мм.

Своеобразно пытаются решить вопрос создания мощных ветроагрегатов для использования в районах с постоянным направлением ветров итальянские аэродинамики и ветроэнергетики (проф. Веццани, Медичи и др.) [Л. 27]. Считая, что проблема создания более простых конструкций мощных ветроагрегатов заключается в получении возможности увеличения интенсивности естественного воздушного потока, а также повышения скорости вращения ветроколеса, в Италии пытаются решить эти задачи созданием типа ветроагрегата с закрытым расположением ветроколеса и использованием эффекта усиления скорости ветра в трубе. Этот эффект можно получить с помощью аэродинамической системы, состоящей из концентрических труб Вентури, расположенных непосредственно по направлению ветра. Внешняя труба усиливает скорость воздушного потока во внутренней. Ветроколесо в этой системе помещается в узкой части внутренней трубы, где получается наибольшее усиление скорости воздушного потока, а диаметр ветроколеса может быть наименьшим. Эффективность ветроагрегата подобной системы изучается теоретически и экспериментально в аэродинамических трубах. Разница давления естественного воздушного потока и потока внутри узкой части трубы, обуславливающая увеличение скорости потока в последней, выражается уравнением:

$$P_a - P_i = k_1 \frac{\rho v^2}{2} = k_1 q,$$

где v — скорость ветра;

ρ — плотность воздуха;

$q = \frac{\rho v^2}{2}$ — аэродинамическое давление;

k_1 — коэффициент увеличения давления, зависящий от формы трубы, а в случае многократного усиления не-

сколькими трубами, расположенными соосно, — также от их числа.

Коэффициент k_1 зависит также от числа Рейнольдса и увеличивается с увеличением последнего.

Модель воздухопровода из двух трубок Вентури, с которой проводился эксперимент; показана на рис. 6-8. Увеличение скорости ветра было получено в 3,05 раза, т. е. для куба скорости ветра в 28,5 раза при отношении площади входного сечения трубы к площади, ометаемой ветроколесом, равном 21,5. Общее увеличение мощности ветродвигателя по сравнению с открытой установкой ветроколеса (без учета изменения его к. п. д. при установке в трубе) с диаметром, равным диаметру входа в трубу, получено в $\frac{28,5}{21,5} = 1,33$ раза при уменьшении

диаметра ветроколеса в 4,6 раза ($\sqrt{21,5}$). Такие возможности значительно облегчают конструкцию ветроколеса для ветроагрегатов большой мощности.

Окружная скорость ветроколеса, работающего в трубе, ограничивается только упругостью воздуха и может быть поэтому доведена до предельной величины, равной скорости звука. Изучаются также модели специальных отсасывающих устройств (диффузоров), которые могут быть применены в ветроагрегатах данного типа так же, как они применяются в гидротурбинах. Авторы конструкции считают, что такие агрегаты возможно строить на очень большие мощности, соизмеримые с мощностями агрегатов крупных тепловых и гидростанций. Практическая возможность ис-

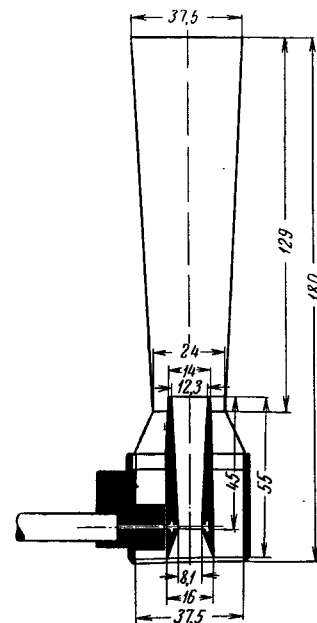


Рис. 6-8. Лабораторная модель воздухопровода ветроагрегата с закрытым расположением ветроколеса. (План.)

пользования данной схемы должна быть доказана постройкой опытного ветроагрегата.

Что касается типа генератора, то считается, что для мощных агрегатов могут применяться как синхронные, так и асинхронные генераторы. Однако для агрегатов, работающих в мощных энергосистемах, предпочитают асинхронные генераторы вследствие их большей надежности и простоты автоматизации, а также меньших колебаний отдачи благодаря наличию скольжения ротора при быстрых колебаниях скорости ветра. Для ограничения нагрузки асинхронных генераторов допускается применение активных сопротивлений в цепи ротора. Вопрос о компенсации реактивной энергии, затрачиваемой из сети на возбуждение асинхронных генераторов, не поднимается. Для изолированных установок предпочтение отдается синхронным генераторам.

Применение генераторов постоянного тока для ветроагрегатов средней и большой мощности с преобразованием постоянного тока в переменный считается нецелесообразным из-за низкого к. п. д. этой схемы и усложнения и удорожания оборудования.

6-5. ОПЫТНЫЕ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ, ПОСТРОЕННЫЕ ДЛЯ РАБОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

1. ВЭС Грандпас-Ноб с ветроагрегатом Смит-Путнэм мощностью 1 Мвт (США). ВЭС была сооружена на вершине Грандпас-Ноб в Зеленых горах (штат Вермонт) по проекту инж. П. Путнэм (Р. С. Putnam) фирмой Смит и работала в 1941—1945 гг. параллельно с системой на сеть 44 кв. Общий вид ветроагрегата представлен на рис. 6-9, основные технические данные приведены в табл. 6-1, п. 2 [Л. 25]. Двухлопастное цельнометаллическое ветроколесо диаметром 53 м соединялось через двухступенчатый редуктор и гидромфту с синхронным генератором мощностью 1000 квт, 60 гц, 600 об/мин, напряжением 2,3 кв, установленным на раме головки ветродвигателя. Поворот головки по ветру производился гидравлическим механизмом, управляемым флюгером. Ветроколесо работало за башней. Выбор профиля и числа лопастей ветроколеса был сделан на основании исследований, установивших, что годовая выработка агрегата при двух лопастях будет всего на 2%

меньше, чем при трех, при значительно меньшей стоимости изготовления ветроколеса. Поворотные лопасти имели профиль с постоянной хордой. Махи лопастей имели две подшипниковые опоры, одна из которых 1 с упорным и направляющим подшипниками помещалась в вершине А-образной рамы 2, а другая 3 — с направляющим подшипником — в основании этой рамы. Лопасти удерживались в положении перпендикулярном валу ветроколеса подкосами 4, которые крепились к вылету втулки с помощью демпферов 5. Благодаря этому при порывах ветра лопасти имели возможность перемещения по направлению ветра на угол 20° вперед и до 3° назад, чем уменьшались ударные нагрузки на лопасти. Регулирование скорости вращения двигателя производилось центробежным регулятором, действующим на гидравлический привод, изменяющий угол установки лопастей к плоскости вращения ветроколеса. Регулятор обеспечивал неравномерность скорости вращения в 0,01% номинального числа оборотов. Гибкое соединение редуктора с генератором с помощью гидромфты обеспечивало возможность действия скоростного регулирования ветроколеса при параллельной работе ветроагрегата с энергосистемой и защиту агрегата от перегрузки. Гидромфта срабатывала при 110% номинального крутящего момента генератора. Соединение генератора с повысительным трансформатором было выполнено через скользящие контакты. Управление агрегатом было автоматизировано по типу управления гидроагрегатами. Агрегат начинал отдавать мощность при скорости ветра $v_{\text{мин}} = 7-8 \text{ м/сек}$ и развивал номинальную



Рис. 6-9. Ветроагрегат $D=53 \text{ м}$, 1000 квт, Смит-Путнэм (США).

мощность при $v_p = 13,4$ м/сек. Синхронизация производилась точным способом, когда рабочая скорость ветра становилась устойчивой ($v \geq 8,9$ м/сек). При средней многолетней скорости ветра $v_r = 12,8$ м/сек, которая предполагалась в месте сооружения станции, агрегат должен был давать около 4000 ч использования установленной мощности. Однако за 4 года своей эксплуатации и испытаний он работал в течение лишь 1040 ч, так как эксплуатация часто прерывалась ремонтами. Кроме того, средняя скорость ветра оказалась значительно меньшей, чем предполагалось. Основным недостатком конструкции была непрочность лопастей, которая приводила к образованию трещин в лонжеронах и частым разрывам обшивки, особенно во время морозов. Одним из существенных недостатков был также перегрев гидромуфты, из-за которого агрегат не мог длительно нести нагрузку более 800 квт. Разрушение подшипника главного вала вызвало перерыв в эксплуатации агрегата почти на 2 года. Установка эксплуатировалась всего в течение четырех лет, пока в 1945 г. не произошла авария с обрывом одной из лопастей вследствие поломки ее лонжерона близ внешней опоры. Авария имела место при небольшой скорости ветра и нагрузке в 30% от номинальной, что указывает на то, что излом был вызван усталостными напряжениями в металле от переменной нагрузки и вибрацией лопастей, а также местными напряжениями, вызванными поперечным сварочным швом, сделанным при ремонте лопасти. После этой аварии агрегат не был восстановлен, так как было отказано в финансировании исследовательских работ, необходимых для дальнейшей эксплуатации установки.

2. ВЭС на мысе Коста-Хэд (Оркнейские о-ва. Великобритания) с ветроагрегатом мощностью 100 квт. ВЭС Коста-Хэд (рис. 6-10, табл. 6-1, п. 5) построена по заданию Управления гидроэлектростанций Северной Шотландии фирмой Д. Браун [Л. 29]. Она расположена на прибрежном холме в одном из наиболее ветреных районов Великобритании. Ветроагрегат сооружен, как модель более крупных агрегатов этого типа для работы в местной энергосистеме параллельно с крупными дизельными электростанциями. Трехлопастное ветроколесо диаметром 15,2 м соединено через редуктор с асинхронным ге-

нератором трехфазного тока мощностью 100 квт, 50 гц, 415 в, $n_{\text{синхр}} = 750$ об/мин, с фазным ротором. Генератор и редуктор, объединенный в одном блоке с муфтой сцепления и тормозом, установлены на головке двигателя в машинной кабине. Электроэнергия от генератора передается через кольцевой токосъемник со скользящими контактами и повысительный трансформатор в сеть 11 кв. Ветроколесо работает за башней. Поворот головки на ветер производится электроприводом, управляемым от флюгера по образцу Балаклавской ВЭС (§ 1-6). Для того чтобы вибрация ветроколеса не передавалась на башню, опора головки имеет шаровую поверхность, на которой головка может смещаться на небольшой угол в вертикальной плоскости, удерживаемая амортизатором. Лопасты ветроколеса имеют деревянные каркасы, обшитые фанерой красного дерева и обтянутые сверху пластичным материалом, вследствие чего вес лопасти составляет всего 68 кг. Поскольку агрегат рассчитывался на тяжелые ветровые условия, лопасти крепятся к тройнику универсальными шарнирами с демпферами. Это дает возможность упругого перемещения лопастей по направлению ветра и в плоскости вращения ветроколеса, что уменьшает ударные нагрузки.

Пуск агрегата производится при отключенной муфте сцепления одновременно со стороны генератора и ветродвигателя по сигналу электроанемометра при достижении скорости ветра 10 м/сек. Генератор пускается от сети в режиме электродвигателя при включенных в цепь ротора сопротивлений. Когда скорость вращения ведущего вала редуктора станет равной 1,1 номинальной

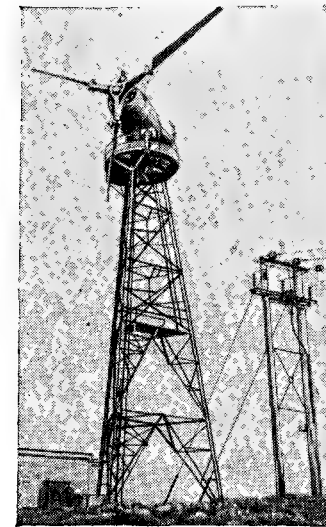


Рис. 6-10. Агрегат $D = 15,2$ м, 100 квт ВЭС Коста-Хэд (Великобритания).

скорости генератора, включается муфта сцепления. После включения муфты сопротивления в цепи ротора постепенно закорачиваются при помощи реле мощности, которое удерживает нагрузку в пределах 0—5 квт. Далее контроль над нагрузкой агрегата переходит к токовому реле, с помощью которого агрегат набирает нагрузку в соответствии со скоростью ветра. При скорости ветра ниже расчетной агрегат работает без регулирования. При больших скоростях ветра регулирование скорости вращения агрегата и ограничение отдачи агрегата производится центробежным регулятором, действующим на систему гидропривода лопастей. Кроме того, имеется подрегулировка скорости вращения с помощью актюатора, на который действует токовое реле и которым изменяется установка скорости вращения агрегата в зависимости от частоты сети. Агрегат автоматически отключается и останавливается при скорости ветра

$$v_{\text{макс}} = 26 \text{ м/сек и } v_{\text{мин}} = 10 \text{ м/сек.}$$

С 1955 г. ВЭС находится в опытной эксплуатации, хотя работала мало, так как подвергалась доводке и переделкам, особенно в части крепления лопастей к тройнику. Основные затруднения вызывали вибрации ветроколеса и башни, а также качания регулятора. В частности, при принятой высоте башни частота ее собственных колебаний попадала в резонанс с частотой генератора при скорости вращения, немного ниже синхронной, что увеличивало вибрацию. Серьезные затруднения вызывала коррозия металла. Выполненная конструкция агрегата (вес 20 т) считается несколько утяжеленной, что явилось следствием ее усложнения, как опытной модели более мощного агрегата.

3. ВЭС с ветроагрегатом мощностью 100 квт системы Андро с пневматической передачей (Великобритания) (рис. 6-11 и табл. 6-1, п. 6). Ветроагрегат этой установки системы Андро (Andreu), так же как и предыдущий, является моделью более мощного агрегата. Агрегат построен фирмой Энфильд и смонтирован в 1954 г. в Великобритании по заказу Управления электроснабжения. После предварительных испытаний он перевезен для постоянной эксплуатации в Алжир [Л. 30].

Агрегат имеет двухлопастное цельнометаллическое ветроколесо $D=24,4$ м, выполненное из алюминиевых

сплавов. Поворотные лопасти имеют поперечный профиль инверсии эллипса с постоянным углом хорды к плоскости вращения ветроколеса. С втулкой лопасти соединяются шарнирами, допускающими при порывах ветра отклонение лопастей по направлению скорости ветра. Агрегат имеет пневматическую передачу от ветроколеса к генератору, принцип которой описан в § 6-4.

Вертикальная воздушная турбина имеет рабочее колесо диаметром 1,2 м и расчетный расход воздуха 23 м³/сек при 1000 об/мин и к. п. д., равном 0,85. На одном валу с турбиной установлен синхронный генератор мощностью 100 квт, 50 гц, 415 в. Ветроколесо работает за башней. Поворот головки двигателя против ветра производится с помощью электропривода, управляемого флюгером. Трубчатая башня высотой 30 м и диаметром в нижней части 2,75 м выполнена из листовой стали. Она

укреплена 12 растяжками, которым дана предварительная затяжка по 6 т для уменьшения влияния пульсаций нагрузки. Ограничение скорости вращения ветроколеса производится электроанемометром, импульсы от которого действуют на изменение угла установки лопастей с помощью гидропривода. Расход воздуха, проходящего через турбину, может при больших скоростях ветра автоматически ограничиваться путем пропуска части его в обход турбины. Агрегат пускается в ход автоматически при достижении скорости ветра 6,9 м/сек и при 29 м/сек прекращает работу и останавливается. При испытаниях он развивал мощ-

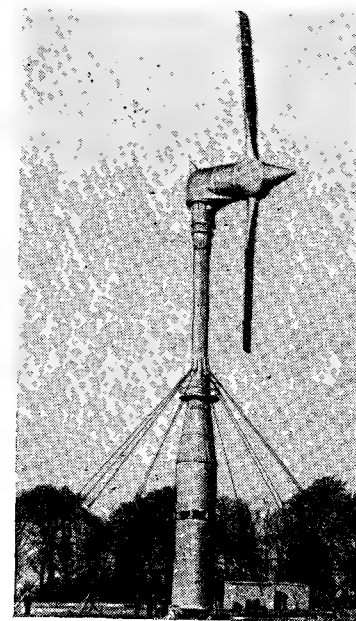


Рис. 6-11. Ветроагрегат $D = 24$ м, 100 квт (Андро).

ность до 130 квт. Обращает на себя внимание его большой вес, составляющий 400 кг/квт.

4. Датские конструкции ВЭС. В 1957 г. в Дании вошла в эксплуатацию ВЭС с агрегатом $D=24$ м, оптимальной установленной мощности 200 квт, построенной компанией по электроснабжению SEAS под научным руководством датского Ветроэнергетического комитета [Л. 23 и 31]. Конструкция агрегата была предварительно исследована в работе на двух меньших образцах. Первая экспериментальная ВЭУ—модель, сооруженная в 1949 г. (в Вестер-Эгасборге), была оборудована ветроагрегатом с двухлопастным ветроколесом $D=8$ м, соединенным цепной передачей с асинхронным генератором мощностью 16 квт. Вторая ВЭУ—модель, построенная SEAS в 1951 г. в Боге по образцу первой, имеет трехлопастное ветроколесо $D=13$ м, соединенное с таким же генератором 45 квт через зубчатый редуктор. Оба агрегата имеют ветроколеса с жесткозакрепленными лопастями и поворотные части длиной 0,1R, которые применяются только для остановки агрегатов. Ограничение скорости вращения и мощности происходит путем саморегулирования ветроколеса благодаря подбору профиля лопастей, имеющих соответствующую аэродинамическую характеристику. Ветроколеса работают впереди башен. Величины установленной мощности и перегрузочного момента генераторов взяты с некоторым запасом против расчетных, что при саморегулировании является необходимым. Проф. Ю. Юль считает, что эксплуатация двух ветроустановок—моделей—доказала возможность эффективной работы в энергосистеме ветроагрегатов с жесткими лопастями без регулирования и простой электрической частью при отдаче в энергосистему порядка 50—60% теоретически возможной для использования энергии ветра. Работа агрегатов полностью автоматизирована. На рис. 6-12 приведена схема автоматики агрегата $D=8$ м. При подаче напряжения сети на шины ВЭС открывается электромагнитный вентиль 8, который впускает сжатый воздух в цилиндр 7 сервопривода поворотных частей лопастей, благодаря чему они устанавливаются под рабочий угол и при наличии ветра начинают вращаться. По достижении синхронной скорости вращения генератор включается в сеть с помощью центробежного механизма 11. Отключе-

ние генератора от сети при уменьшении скорости ветра производится с помощью реле направления мощности 12. При оперативном или аварийном снятии напряжения с шин сжатый воздух выходит через вентиль 8 из цилиндра 7, вследствие чего концы лопастей поворачиваются в тормозное положение. Одновременно двига-

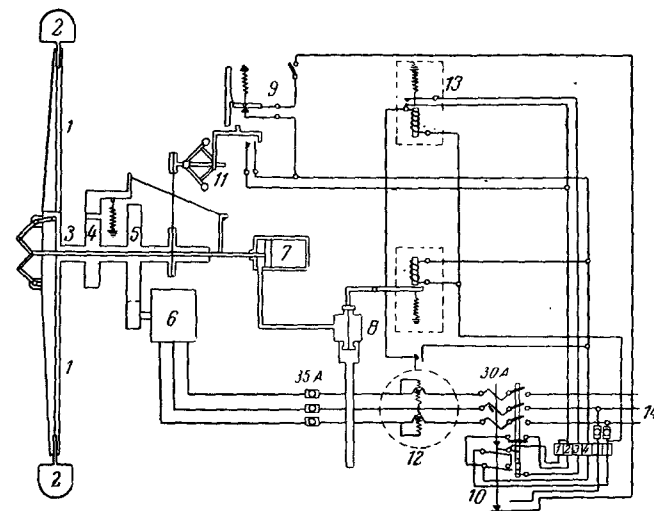


Рис. 6-12. Схема электромеханического оборудования датского ветроагрегата $D=8$ м.

1—лопасть; 2—тормозная часть лопасти; 3—вал ветроколеса; 4—механический тормоз; 5—редуктор; 6—генератор; 7—воздушный цилиндр; 8—регулирующий клапан с электромагнитным приводом; 9—ветровое реле; 10—электромагнитный контактор; 11—центробежный регулятор; 12—реле направления мощности; 13—промежуточное реле.

тель затормаживается механическим тормозом и останавливается. Оборудование и автоматика второй ВЭС D-13 аналогичны описанной, но гидропривод поворотных частей лопастей заменен в ней пружинным механизмом, который заводится с помощью электродвигателя.

ВЭС с агрегатом $D=24$ м мощностью 200 квт сооружена в Гедзере (на юге острова Фальстер). Основные данные агрегата приведены в табл. 6-1, п. 8. Конструкция ветроагрегата $D=24$ м (рис. 6-13) в части ветроколеса, электрической части и автоматики аналогична агрегату $D=13$ м, описанному выше. Генератор асинхрон-

ный, 380 в, 750 об/мин. Отличием является конструкция башни, выполненная из предварительно-напряженного железобетона. Агрегат включается в сеть при $v=6$ м/сек и отдает номинальную мощность при $v_p=15$ м/сек. Ожидаемая выработка агрегата — 600 000 кВт·ч/год. При предварительных испытаниях он отдавал в сеть 170 кВт при скорости ветра $v=11,5$ м/сек, что близко к расчетным данным.



Рис. 6-13. ВЭС SEAS с агрегатом $D=24$ м, 200 кВт (Дания).

5. ВЭС с агрегатом $D=30$ мощностью 600 кВт (Франция). Энергетическое управление Франции (L'Electricité de France) соорудило в Ножан-ле-Руа опытную ВЭС с ветроагрегатом $D=30$ м французской конструкции [Л. 33]. Предварительно был построен меньший агрегат $D=21,2$ м мощностью 132 кВт (табл. 6-1, п. 10). Основные данные агрегата приведены в табл. 6-1, п. 9. Трехлопастное ветроколесо соединено двухступенчатым редуктором с синхронным генератором мощностью 640 кВт, 3 кв, 1 000 об/мин. Головка агрегата опирается на цельнометаллическую трехногую башню с верхней трубчатой частью. Поворотом головки агрегата на ветер управляет флюгер, установленный на отдельной

мачте высотой 60 м. ВЭС присоединяется к сети 15 кв. Данные испытаний пока отсутствуют.

6. В ФРГ в Штётене (табл. 6-1, п. 11) построена опытная ВЭС с двухлопастным ветродвигателем $D=34$ м, $Z_n=10$ и синхронным генератором 100 кВт, которая испытывается.

7. Проекты мощных ветроагрегатов, сооружение которых намечено в ближайшее время.

В Великобритании предполагается строительство ветроагрегата мощностью 250 кВт по образцу работающего агрегата $D=15$ м, 100 кВт, и ведется проектирование ветроагрегата $D=68,5$ м, 3,76 Мвт (табл. 6-1, п. 7). Ветроколесо этого агрегата запроектировано с двумя поворотными лопастями со стабилизаторами. Передача редуктором. Генератор асинхронный. Ветроколесо располагается сзади башни. Башня имеет форму несимметричной треноги, которая поворачивается при изменении направления ветра вместе с головкой агрегата вокруг основания одной из ног, в то время как две другие ноги передвигаются по окружности на тележках. Поворот агрегата на ветер производится винтросами с механической передачей на колеса тележек. В ветровых условиях района Коста-Хэд этот агрегат сможет работать при 3 500 ч использования установленной мощности.

В США разработано несколько проектов мощных ветроустановок, которые до сих пор не осуществлены (в том числе табл. 6-1, п. 4).

6-6. ВОПРОСЫ ЭКОНОМИКИ ПРИМЕНЕНИЯ ВЭУ

Вопросам экономики в зарубежной литературе по ветроиспользованию уделяется исключительное внимание. Одним из них является перспективность применения ВЭУ в новых условиях при развитии атомной энергетики. Считают, что через 100 лет атомные электростанции смогут удовлетворить не более 60% мировой потребности в электроэнергии. В местной энергетике останется необходимость использования местных источников энергии, особенно в районах с малой плотностью нагрузки. Следующим вопросом является эффективность применения ВЭС при работе совместно с тепловыми электростанциями с целью экономии топлива последними и с гидростанциями при наличии доста-

точного регулирования стока. Эффективность такой работы зависит от себестоимости энергии, которая может быть получена от ВЭС. Возможные стоимости энергии от мощных ветроагрегатов при разных ветровых условиях, а также стоимость их сооружения приведены в табл. 6-2, составленной Е. Гольдингом [Л. 22]. Данные этой таблицы относятся к ветроагрегату $D=64$ м, параметры которого при $v_r=10-11$ м/сек английские ветроэнергетики считают оптимальными.

Стоимость сооружения агрегата $D=64$ м подсчитана для серийной постройки с учетом опыта сооружения американского ветроагрегата $D=53$ м и эксплуатации датских агрегатов. При подсчете себестоимости энергии все годовые расходы приняты в размере 8,5% от стоимости сооружения. Они включают отчисления на амортизацию установки в течение 40 лет с учетом производства за этот срок пяти капитальных ремонтов агрегата с пятикратной заменой ветроколеса, расходы на текущий ремонт и содержание установки, в том числе заработную плату одного дежурного в смену на пять агрегатов и 3,5% отчислений на затраченный капитал.

Стоимость 1 кВт установленной мощности ВЭС при оптимальных расчетных скоростях ветра от 11,2 до 15,6 м/сек и оптимальной установленной мощности 3,22—1,16 Мвт в зависимости от средней многолетней скорости ветра составляет от 40 до 90 фунтов стерлингов (или от 62 до 150 долларов по курсу 1955 г.). Себестоимость энергии при среднегодовой скорости ветра от 4,5 до 11,2 м/сек изменяется от 1,53 до 0,24 пенса/квт·ч (1—0,16 цента/квт·ч).

Работа ВЭС в мощной энергосистеме для экономии топлива на тепловых установках будет эффективной, если себестоимость энергии ВЭС окажется меньше топливной слагающей стоимости энергии ТЭС.

Средняя величина топливной слагающей стоимости энергии от тепловых станций Управления по электроснабжению Великобритании составляла в 1954 г. 0,48 пенса. По кривой себестоимости энергии при оптимальных параметрах агрегата в зависимости от v_r , составленной Гольдингом и изображенной на рис. 6-14, или из табл. 6-2 видно, что при указанной величине топливной слагающей использование ветроагрегатов $D=64$ м в энергосистеме экономически целесообразно,

Таблица 6-2

Стоимость сооружения и себестоимость энергии ВЭС с агрегатами $D=64$ м ($\eta_{\text{общ}}=0,4$; годовые расходы 8,5%) по данным Е. Гольдинга (в ценах 1954—1955 гг.)

Средне- годовая скорость ветра v_r , м/сек	Расчетная скорость ветра v_r , м/сек	Установ- ленная мощность, квт	Стои- мость сооруже- ния, фунтов стерлин- гов/квт	Число часов ис- пользова- ния уста- новленной мощности	Себестои- мость энергии, пенс/квт·ч	Годовая выработ- ка, млн. квт·ч
11,2	15,6	3 220	40	3 420	0,24	11
	13,4	2 030	55	4 400	0,26	8,83
	11,2	1 160	90	5 400	0,33	6,5
	9	592	160	6 200	0,52	3,73
9	15,6	3 220	40	2 100	0,39	6,76
	13,4	2 030	55	3 100	0,36	6,3
	11,2	1 160	90	4 150	0,45	4,81
	9	592	160	5 350	0,65	2,96
6,7	15,6	3 220	40	1 000	0,82	3,22
	13,4	2 030	55	1 800	0,63	3,66
	11,2	2 160	90	2 700	0,68	3,13
	9	592	160	3 750	0,87	2,22
4,5	15,5	3 220	40	200	4,1	0,64
	13,4	2 030	55	650	1,74	1,32
	11,2	1 160	90	1 200	1,53	1,39
	9	592	160	1 900	1,55	1,24

начиная с $v_r=7$ м/сек и выше. Из той же таблицы видно, что выработка энергии при уменьшении v_r с 11,2 до 4,5 м/сек и оптимальных параметрах агрегата уменьшается в 2 раза меньше, чем кубы соответствующих v_r , что зависит от увеличения влияния на величину выработки пульсаций скорости ветра при небольших v_r .

По подсчетам английских ветроэнергетиков, как это иллюстрирует рис. 6-15, взятый из той же книги Гольдинга, стоимость энергии ветроагрегатов уменьшается при увеличении диаметра ветроколеса до 60—70 м. По датским данным (проф. Ю. Юль), стоимость ветроагрегатов с одним или двумя ветроколесами диаметром 24 м, мощностью 200 и 400 квт должна составлять 140—112 долларов/квт, а себестоимость энергии при 3 500—4 900 ч использования и годовых расходах в 10% от ка-

питательных затрат составит 0,39—0,22 цента/квт·ч, т. е. будет не выше этих стоимостей для агрегатов $D=64$ м.

При наличии в энергосистеме, включающей ВЭС, регулируемых ГЭС, водохранилища которых могут быть использованы для накопления воды в период работы ВЭС, последние могут частично заменить по мощности ТЭС, дублирующие ГЭС, давая обеспеченную мощность,

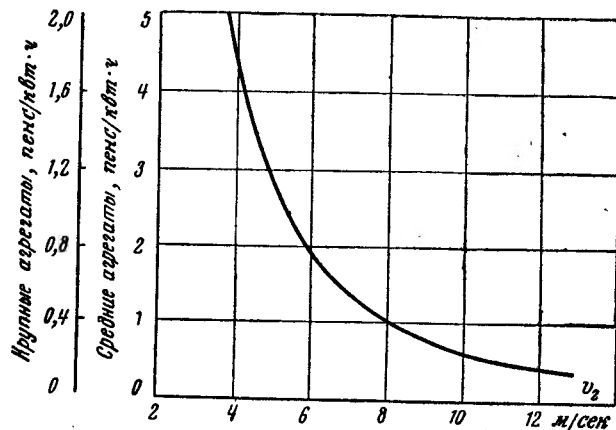


Рис. 6-14. Стоимость 1 квт·ч для ветроагрегатов средней и большой мощности в зависимости от v_T (Великобритания).

равную 20—30% от установленной. Если гидрологический режим рек противоположен ветровому режиму района, обеспеченная мощность ВЭС может доходить до 50% установленной, причем для создания необходимого запаса воды может быть достаточно недельное регулирование. В этом случае эффективность ВЭС повышается, и себестоимость их энергии должна сравниваться уже не с топливной слагающей стоимости энергии ТЭС системы, а с ее полной стоимостью. А. Кромс (Kroms) [Л. 32] приводит величины допустимых для этого случая капиталовложений в сооружение ВЭС, работающих в системе, в условиях США в зависимости от величины обеспеченной мощности $P_{ТВ}$ ВЭС, на которую снижается дублирующая мощность ТЭС по отношению

ко всей установленной мощности P_B ВЭС $\gamma = \frac{P_{ТВ}}{P_B}$ при разной стоимости топлива (см. табл. 6-3).

Из таблицы видно, что, по американским подсчетам, уменьшение дублирующей мощности ТЭС вдвое ($\gamma=0,5$) позволяет повысить стоимость сооружения ВЭС в 1½—2 раза по сравнению со случаем работы

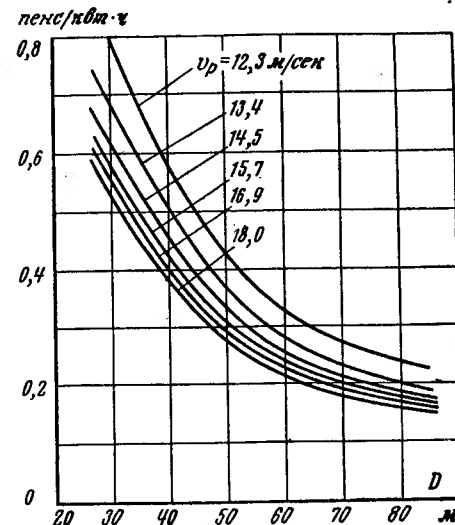


Рис. 6-15. Стоимость 1 квт·ч для ветроагрегатов большой мощности в зависимости от диаметра ветроколеса.

ВЭС только для получения экономии топлива на ТЭС ($\gamma=0$).

Подобные же технико-экономические исследования были проведены во Франции для Малой Кабилии (Алжир), где имеется возможность сооружения большого числа регулируемых ГЭС, использование которых вследствие малых величин стока местных рек более целесообразно на покрытие пиков графиков нагрузки совместно с другими электростанциями. Большие скорости ветра постоянного направления дают здесь возможность эффективного использования ВЭС. Сезонные изменения стока рек и скоростей ветра в М. Кабилии противополо-

Таблица 6-3

Допустимая стоимость установленного киловатта мощности ВЭС

Стоимость 1 т топлива (угля), доллары	Допустимая стоимость 1 кВт мощности ВЭС, доллары		
	$\gamma=0$	$\gamma=0,25$	$\gamma=0,5$
8	80	120	160
12	100	140	180
16	160	200	240

ложны, так как ветры, вызываемые здесь разностью нагрева воздуха над морем и сушей, бывают сильнее в сухое время года. Это дает возможность при проектировании ВЭС для совместной работы с ГЭС не только не увеличивать емкости водохранилищ, но даже уменьшать их. При соотношении выработки энергии ВЭС и ГЭС порядка 1:3 емкость водохранилищ при наличии ВЭС может быть уменьшена на 17%. Число часов использования ВЭС получается равным 1 100, и допустимая стоимость их сооружения — 60 000—70 000 франков/квт, что значительно больше, чем можно допустить при их работе с целью экономии топлива совместно с базисными ТЭС.

Технико-экономические показатели ветроагрегатов средней мощности (10—100 квт) видны из табл. 6-4, составленной Е. Гольдингом для ветроагрегата типа $D=15,3$ м, работающего в Коста-Хэд. Стоимость 1 квт установленной мощности составляет в зависимости от расчетной скорости ветра 75—190 фунтов стерлингов (123—315 долларов) — почти в 2 раза больше, чем ветроагрегата $D=64$ м. Особенностью ветроагрегатов средней мощности, по данным Гольдинга, является то, что их стоимость при одном диаметре ветроколеса мало изменяется в зависимости от установленной мощности (или v_p). Так, общая стоимость ветроагрегата $D=15,3$ м при увеличении v_p с 9 до 15,6 м/сек увеличивается всего на величину порядка 10%, тогда как стоимость агрегата большего диаметра $D=64$ м по табл. 6-2 при таком же увеличении v_p увеличивается на 30—35%. Это показывает, что при больших диамет-

Таблица 6-4

Стоимость сооружения и себестоимость энергии ВЭС с агрегатами $D=15,3$ м ($\eta_{\text{общ}}=0,37$, годовые расходы 12%) по данным Е. Гольдинга (в ценах 1954—1955 гг.)

Средняя годовая скорость ветра v_r , м/сек	Расчетная скорость ветра v_p , м/сек	Установленная мощность, квт	Стоимость сооружения фунтов стерлингов/квт	Число часов использования установленной мощности	Себестоимость энергии, пенс/квт·ч	Годовая выработка, квт·ч
11,2	15,6	169	75	3 420	0,64	578 000
	13,4	106	118	4 400	0,77	466 000
	11,2	61,5	190	5 400	0,98	343 000
	9	31,4	360	6 200	1,65	198 000
9	15,6	169	75	2 100	1,02	355 000
	13,4	106	118	3 100	1,09	329 000
	11,2	61,5	190	4 150	1,32	255 000
	9	31,4	360	5 350	1,98	165 000
6,7	15,6	169	75	1 000	2,16	169 000
	13,4	106	118	1 800	1,89	191 000
	11,2	61,5	190	2 700	2,03	166 000
	9	31,4	360	3 750	2,76	118 000
4,5	15,6	169	75	200	10,8	33 800
	13,4	106	118	650	5,2	68 900
	11,2	61,5	190	1 200	4,6	73 800
	9	31,4	360	1 900	4,9	65 900

рах ветроколеса вес двигателя возрастает с увеличением установленной мощности относительно быстрее.

Себестоимость энергии ветроагрегата $D=15,3$ м при оптимальных параметрах для разных v_r от 4,5 до 11,2 м/сек показана на рис. 6-16 и изменяется от 4,6 до 0,64 пенс/квт·ч (3,2—0,45 цента/квт·ч).

Е. Гольдинг сравнивает себестоимость энергии этих ВЭС с топливной слагающей стоимости энергии коммунальных дизельных установок той же мощности, для параллельной работы с которыми они предназначаются. Топливная слагающая дизельных установок при наиболее благоприятных условиях составляет в Великобритании около 1 пенс/квт·ч при расходе топлива порядка 0,28 л/квт·ч и стоимости его 3,3 пенс/л, а при тяжелых условиях транспорта топлива и повышенном удельном расходе топлива доходит до 4 пенсов/квт·ч. Сред-

ние скорости ветра, при которых экономически оправдывается применение ВЭУ средней мощности для экономии топлива в условиях Великобритании, показаны на рис. 6-16. При дешевом топливе и малой топливной составляющей дизельных установок ВЭС оправдывают себя, начиная с $v_r = 9$ м/сек, а при дорогом топливе могут использоваться, начиная с $v_r = 5$ м/сек.

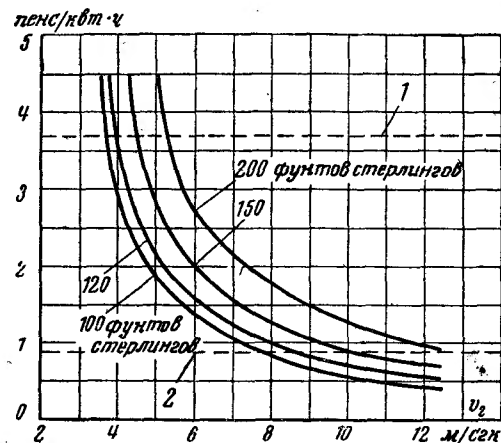


Рис. 6-16. Стоимость 1 кВт·ч для ветроагрегатов при различной стоимости установленного киловатта в зависимости от v_r .

1 — максимальное значение топливной составляющей;
2 — минимальное значение топливной составляющей.

Стоимость малых ВЭУ постоянного тока мощностью 1—2 кВт, работающих с электрическими аккумуляторами, определяется порядком 200 фунтов стерлингов/кВт (330 долларов/кВт). Вследствие быстрого износа аккумуляторов годовые расходы этих ВЭУ составляют не менее 15% от их стоимости. При худших ветровых условиях, в которых они обычно работают, находясь вблизи жилищ, и ограниченной нагрузке их число часов использования не превышает 500—1200, а стоимость энергии при $v_r = 5$ —6 м/сек составляет 8—9 пенсов/кВт·ч (5,5—6,5 центов/кВт·ч). Высокая стоимость этих ВЭУ и их энергии обычно все же бывает приемлема для индивидуальных владельцев, живущих вдали от коммунальных электрических сетей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жуковский Н. Е., Вихревая теория гребного винта, Полное собрание сочинений, т. VI, ОНТИ НКТП СССР, 1937.
2. Сабинин Г. Х., Теория и аэродинамический расчет ветряных двигателей, Труды ЦАГИ, вып. 104, 1931.
3. Фатеев Е. М., Ветро двигатели и ветроустановки, Сельхозгиз, 1948.
4. Сабинин Г. Х., Теория регулирования быстроходных ветродвигателей поворотом лопастей центробежным регулятором, Сборник промаэродинамики, Оборонгиз, 1957, № 7.
5. Вашкевич К. П., Регулирование быстроходных ветродвигателей поворотом лопастей аэродинамическими силами. Сборник промаэродинамики, Оборонгиз, 1957, № 8.
6. Орлов В. А., Исследование регулирования ветроэлектростанций с ветродвигателем Д-18. Научные труды по электрификации сельского хозяйства, IV, ВИЭСХ, 1959.
7. Андрианов В. Н. и Быстрицкий Д. Н., Статика регулирования ветродвигателя Д-18, Сельхозмашина, 1951, № 9.
8. Шефтер Я. И., Орлов В. А. и В. Н. Колодиз, Некоторые вопросы статики и динамики центробежного регулятора ветродвигателя Д-18. Труды ВИМ, т. 22, 1956.
9. Максвелл Д. К., Вышнеградский И. А., А. Стодола, Теория автоматического регулирования, Сборник статей из серии «Классики науки», Изд. АН СССР, 1949.
10. Большаков В. С., О количественной характеристике порывистости ветра, «Метеорология и гидрология», 1955, № 3.
11. Сорокер Т. Г. и Крауз С. В., Стабилизация тока нагрузки в схеме с генератором с постоянными магнитами при изменении скорости вращения в широком диапазоне, «Вестник электропромышленности», 1947, № 9.
12. Костейко М. П., Коллекторный генератор переменного тока с регулированием частоты, независимым от скорости вращения, «Электричество», 1948, № 2.
13. Красовский Н. В., Схема ветряного двигателя с аэродинамической передачей, «Известия ОН АН СССР», 1939, № 5.
14. Гриневич Г. А., Опыт разработки элементов малого ветроэнергетического кадастра средней Азии и Казахстана, АН Уз. ССР, 1952.
15. Андрианов В. Н., Быстрицкий Д. Н. и Панькин В. В., Автоматизация передвижных дизельных электростанций, «Механизация и электрификация сельского хозяйства», 1959, № 5.
16. Емцов, Колебания мощности ветроэлектростанции, «Известия ОН АН СССР, 1938, № 2.

17. Андрианов В. Н., Быстрицкий Д. Н., Эффективность работы ветроэлектростанций совместно с гидроэлектростанциями, Труды МИМЭСХ, т. 3, 1956.
 18. Иванов В. И., Методы расчета временной неравномерности хода гидроагрегата, Труды ВИГМ, вып. XII, 1950.
 19. Секторов В. Р., Балаклавская опытная ветроэлектрическая станция, «Электричество», 1933, № 2 и № 19.
 20. Секторов В. Р., Ветроэлектрическая установка мощностью 25 кВт с дизельным резервом, «Механизация и электрификация сельского хозяйства», 1957, № 2.
 21. Секторов В. Р., Режимы работы и типы ветроэлектрических установок для сельских районов, «Электричество», 1949, № 10.
 22. Golding E., The generation of electricity from the wind, F. N. Spon, 1955, London.
 23. Juul J., Wind machines, Arid Zone Res., 1956, № 7, 56—75.
 24. Hütter U., The use of wind energy for generating electric current in Western Germany. The transactions of the Rio de Janeiro Meeting of the World Power Conference, 1954, Rio de Janeiro, 1955, v. III.
 25. Putnam P., Power from the wind, 1955, Van Nostrand, New York.
 26. Wax M., An experimental study of wind structure, Techn. Report of Electr. Res. Association, 1955, № C/T 114.
 27. Caldara S., Centrali eoliche, Elettificazione, 1955, № 10.
 28. Juchem P., Der heutige Stand der Honeff Windkraftwerke, ETZ, 1955, № 5B.
 29. Wind-driven generator on Costa Head, Engineering, 1955, v. 180, № 4667.
 30. Wind generated electricity, Prototype 100 kW plant, Engineering, 1955, v. 180, № 4652.
 31. Golding E. W., Wind energy in Denmark, testing of 200 kW windpower plant, Electr. Times, 1958, 16/1.
 32. Kroms A., Wind power stations, working in connection with existing power stations, Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, 1954, v. 45, № 5.
 33. Les aerogénérateurs à hélices en alliage léger de l'Electricité de France, Revue aluminium, 1958, v. 35, № 260.
-